

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет інформатики та обчислювальної техніки
Кафедра автоматики та управління в технічних системах**

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

В.о. завідувача кафедри

_____ О.І. Ролік

«__» _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

зі спеціальності 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

на тему: «Методи та засоби оцінки ефективності нафтових свердловин»

Виконала:

студентка II курсу, групи ІА-61м

Пишняк Дарина Володимирівна _____

Керівник:

доцент, к.т.н, доцент,

Юрчук Л.Ю. _____

Рецензент:

доцент, к.т.н., доцент,

Пупена О.М. _____

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студентка _____

Київ – 2018 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет інформатики та обчислювальної техніки
Кафедра автоматики та управління в технічних системах

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-науковою програмою

Спеціальність (спеціалізація) – 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ С.Ф. Теленик

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Пишняк Дарині Володимирівні

1. Тема дисертації «Методи та засоби аналізу ефективності нафтових свердловин», науковий керівник дисертації Юрчук Леонід Юрійович, доцент, к.т.н., затверджені наказом по університету від «__» _____ 20__ р. № _____
2. Термін подання студентом дисертації _____
3. Об'єкт дослідження: геофізичний стан свердловини.
4. Предмет дослідження: методи та засоби визначення геофізичного стану свердловини.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити:
 - 1) огляд методів каротажу, виявлення їх області застосування;
 - 2) дослідження акустичного методу каротажу;
 - 3) визначення методів вимірювання акустичних даних;
 - 4) розробка методу підвищення точності обробки сирих даних;
 - 5) розробка програми для візуалізації отриманих результатів;
 - 6) аналіз методів обробки каротажних акустичних даних, визначення їх переваг та недоліків

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: рисунки, таблиці, приклади роботи комп'ютерної програми.

7. Орієнтовний перелік публікацій: Пишняк Д.В., «Аналіз методів часового домену для обробки акустичних каротажних даних», збірник матеріалів LIX Міжнародної науково-практичної конференції «Вплив глобалізації на соціально-економічний розвиток» (секція «Технічні науки»), Чернівці 29-30 квітня 2018 року, - с. 4-6,

Пишняк Д.В., «Аналіз частотних методів обробки зареєстрованих акустичних даних у нафтових свердловинах», збірник матеріалів Міжнародної науково-практичної конференції «Наука та освіта: ключові питання сучасності» (секція «Геологічні науки»), Чернівці 18 травня 2018 року, - с. 93-97.

8. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Огляд методів каротажу, виявлення їх області застосування	15.03.2018 – 20.03.2018	
2	Дослідження акустичного методу каротажу	21.03.2018 – 29.03.2018	
3	Визначення методів вимірювання акустичних даних	30.03.2018 – 03.04.2018	
4	Аналіз методів обробки каротажних акустичних даних	04.04.2018 – 10.04.2018	
5	Розробка методу підвищення точності обробки сирих даних	11.04.2018 – 25.04.2018	
6	Розробка програми для візуалізації отриманих результатів	26.04.2018 – 05.05.2018	
7	Оформлення роботи	06.05.2018 – 15.05.2018	

Студент

Д.В. Пишняк

Науковий керівник дисертації

Л.Ю. Юрчук

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація на тему «Методи та засоби аналізу ефективності нафтових свердловин»: 137 сторінок, 60 рисунків, 25 таблиць, 30 першоджерел.

Дана робота складається з вступу, шести розділів – формулювання, моделювання та аналізу основних теоретичних результатів, дослідження новітніх тенденцій, розробки покращення існуючих алгоритмів фільтрації акустичних даних та висновків.

Об'єкт дослідження - геофізичний стан свердловини, предмет – методи та засоби визначення геофізичного стану свердловини.

Мета роботи полягає в дослідженні методологічних та технічних засобів підвищення ефективності буріння та експлуатації нафтових свердловин.

Зростаюча вартість 1м свердловини диктує необхідність приведення технологічних процесів буріння свердловин до більш високих технологічних та якісних характеристик, а також до розробки нових методів оцінки та контролю ведення бурових робіт. Питання щодо якості та точності каротажних даних в Україні можуть бути перевизначені завдяки технічному оновленню та створенню відповідного програмного забезпечення.

Для дослідження акустичних даних й обробки результатів використовувався пакет MATLAB, програмний комплекс DSPP.

Прогнозні припущення про розвиток дослідження – результати дослідження дозволять отримати більш точні результати процесингу великих об'ємів каротажних даних.

КАРОТАЖ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН, КАРОТАЖ ПІД ЧАС БУРІННЯ, АКУСТИЧНИЙ КАРОТАЖ, МЕТОДИ ОБРОБКИ КАРОТАЖНИХ ДАНИХ, МЕТОДИ ЧАСОВОГО ДОМЕНУ, МЕТОДИ ЧАСТОТНОГО ДОМЕНУ, АКУСТИЧНИЙ КАЛПЕР, ПРОЦЕСИНГ КАРОТАЖНИХ ДАНИХ, ФІЛЬТРАЦІЯ КАРОТАЖНИХ ДАНИХ.

ABSTRACT

Master's Thesis contains: 137 pages, 60 drawings, 25 tables, 30 primary sources.

This work consists of introduction, six sections - formulation, modeling and analysis of the main theoretical results, research of the latest trends, development of improvement of existing algorithms for the filtration of acoustic data and conclusions.

The object of research - geophysical state of the well, object - methods and means for determining the geophysical state of the well.

The purpose of the work is to study the methodological and technical facilities for increasing the efficiency of drilling and operation of oil wells.

The rising cost of a 1m borehole dictates the need to reduce the process of drilling wells to higher technological and qualitative characteristics, as well as the development of new methods for evaluating and controlling drilling operations. The question of the quality and accuracy of logging data in Ukraine can be redefined by technical updating and the creation of appropriate software.

To study acoustic data and process results, the MATLAB package and the DSPP software package, were used.

Foreseeable assumptions about the development of the research - the results of the study will provide more accurate results of logging data processing.

WELL LOGGING, LOGGING WHILE DRILLING, ACOUSTIC LOGGING, PROCESSING METHODS, TIME DOMAIN METHODS, FREQUENCY DOMAIN METHODS, ACOUSTIC CALIPER, LOGGING DATA PROCESSING, LOGGING DATA FILTERING.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 СВЕРДЛОВИННЕ СЕРЕДОВИЩЕ.....	9
2 ЕЛЕКТРИЧНИЙ КАРОТАЖ	15
2.1 Модель резистивності.....	15
2.2 Електричні властивості каміння та розсолів	19
2.3 Модель виникнення спонтанного потенціалу	23
3 АКУСТИЧНИЙ КАРОТАЖ.....	33
3.1 Акустика.....	34
3.1.1 Пружні хвилі	41
3.1.2 Компресійні хвилі.....	42
3.1.3 Зсувні хвилі	43
3.1.4 Гнучкі хвилі.....	43
3.1.5 Хвилі Стонлі.....	46
3.1.6 Когерентність	48
3.1.7 Модель розповсюдження хвилі.....	51
3.2 Визначення літології з акустичних вимірювань	64
3.3 Технічні засоби для вимірювання часу проходження хвилі.....	67
3.4 Традиційний акустичний каротаж.....	71
3.5 Типові проблеми при вимірюванні	77
4 МЕТОДИ ОБРОБКИ АКУСТИЧНИХ КАРОТАЖНИХ ДАНИХ.....	80
4.1 Виділення сповільнення акустичної хвилі	80

	6
4.2 Методи частотного домену	84
4.2.1 Метод Проні	85
4.2.2 Метод зваженої спектральної подібності.....	87
4.3 Методи часового домену	90
4.3.1 Методи укладання когерентності хвиль.....	90
4.3.2 Контроль якості для обробки масивів хвильових даних	93
4.3.3 Метод інверсії хвилі	94
5 ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ОБРОБКИ КАРОТАЖНИХ ДАНИХ.....	96
6 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	112
6.1 Опис ідеї проекту	112
6.2 Технологічний аудит ідеї проекту	114
6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	114
6.4 Розроблення ринкової стратегії проекту	119
6.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту	121
6.6 Висновки	123
ВИСНОВКИ.....	124
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	126
Додаток А - Аналіз методів частотного домену	129
Додаток Б - Аналіз методів часового домену.....	132

ВСТУП

Зростаюча вартість 1м свердловини диктує необхідність приведення технологічних процесів буріння свердловин до більш високих технологічних та якісних характеристик, а також до розробки нових методів оцінки та контролю ведення бурових робіт.

Під час буріння можна зіштовхнутися з рядом технічних проблем, які сповільняють чи зробляють роботу практично неможливою. До них відносяться:

- руйнування стовбуру свердловини, обвали;
- потрапляння у ґрунт рідини для промивки;
- аварійні стани обладнання та стінок свердловини;
- помилки в бурінні стовбура.

Для визначення характеру проблеми, оцінки ефективності та роботоспроможності нафтового родовища, частіше за все використовують каротаж свердловин, який є одним з найпопулярніших способів розвідки. Каротаж включає різні методи геологічного дослідження свердловин; як правило, ця процедура супроводжується складанням відповідної документції для їх детального вивчення. За допомогою каротажу можна оцінити резерв свердловини, контролювати її технічний стан, а також забезпечити безпеку для робітників, що працюють на буровій установці.

На сьогодні для буріння свердловин застосовується широка номенклатура різних способів буріння та технічних засобів вимірювання. У цих умовах прийняття рішення по вибору технологічних рішень та їх комбінацій, в залежності від поставлених задач, є складною науковою проблемою. У цьому випадку особливу актуальність набуває питання розробки простих, надійних та об'єктивних методів оцінки ефективності існуючих технологій. Таким чином, розробка та удосконалення методів для комплексної оцінки ефективності та якості буріння – є актуальною задачею, що потребує розв'язання.

Новизна полягає в тому, що багато питань, з якими зіштовхуються працівники бурових установок в Україні, можуть бути перевизначені, якщо застосувати раціоналізацію у вигляді реінженерингу процесу буріння та обробки каротажних даних, що має на увазі технічне оновлення та створення відповідного програмного забезпечення.

Об'єктом дослідження дисертації є геофізичний стан свердловини, предметом – методи та засоби визначення геофізичного стану свердловини.

Метою роботи є дослідження методологічних та технічних засобів підвищення ефективності буріння та експлуатації свердловин.

Задачами дисертації є:

- 1) огляд методів каротажу, виявлення їх області застосування;
- 2) дослідження акустичного методу каротажу;
- 3) визначення методів вимірювання акустичних даних;
- 4) розробка методу підвищення точності обробки сирих даних;
- 5) розробка програми для візуалізації отриманих результатів;
- 6) аналіз методів обробки каротажних акустичних даних, визначення їх переваг та недоліків.

Результати магістерської дисертації опубліковані у тезах двох конференцій.

1 СВЕРДЛОВИННЕ СЕРЕДОВИЩЕ

Для ефективної розвідки чи розробки нафтових родовищ використовують різні технічні рішення, невід’ємною частиною яких є нафтова свердловина. Вона являє собою циліндричний ствол, пробурений в пластах земляних та горних формацій. Основним її призначенням є забезпечення доступу до нафтового шару, видалення залишків горних порід та подача нафти до сховища.

У залежності від геологічних умов нафтового родовища бурять різні типи свердловин (рис 1.1):

- вертикальні – кут відхилення по вертикалі не перевищує 5° ;
- наклонно-направлені - кут відхилення по вертикалі більше 5° ;
- горизонтальні – пробурені переважно уздовж пласта, кут відхилення від вертикалі $80-90^\circ$;
- багатоствольні (багатозабійні) – свердловини з двома чи більше стволами.

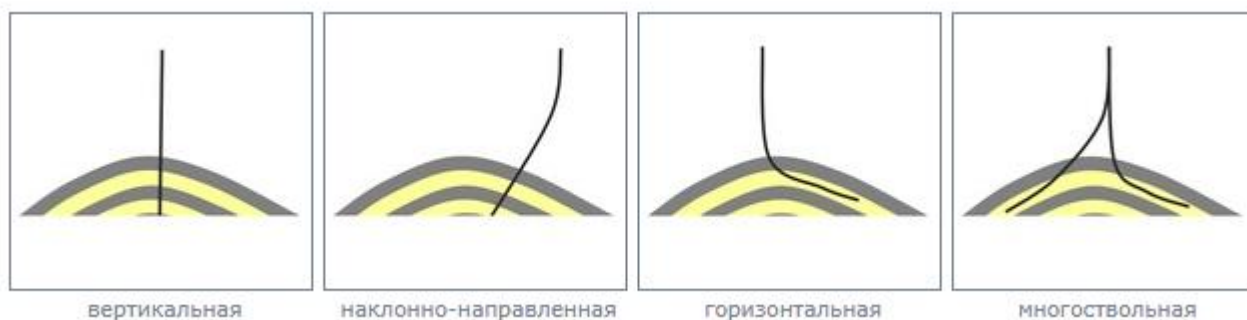


Рисунок 1.1 – Класифікація свердловин

Наклонно-направлені свердловини використовують для буріння на пласти, розташовані під сольовими куполами, а також відкриття глибоко залягаючих об’єктів. Більша кількість нахилених свердловин пробурена на пласти, які є недосяжними вертикальними свердловинами з поверхні озер, холмів та великих будівель.

Відомо, що нафта може знаходитись на різних глибинах, тому буріння може відбуватись на різну глибину. В залежності від глибини свердловини поділяють на:

- невеликі – до 1500 м;
- середні – до 4500 м;
- глибокі – 6000 м;
- дуже глибокі – більше 6000 м.

Для того, щоб оцінити роботоспроможність родовища, частіше за все використовують каротаж свердловин, який є одним з найпопулярніших способів розвідки. Каротаж – це детальне дослідження будови розрізу свердловини за допомогою спуско-підйомного геофізичного зонду. Метод має невеликий радіус дослідження (від декількох санметрів до декількох метрів), але забезпечує високу детальність, що дозволяє не лише з точністю визначити глибину залягання пласта, а й характер його зміни.

Каротаж нафтогазових свердловин допомагає тримати під контролем їх технічний стан. При несправності свердловини може виникнути не тільки збиткова, але й небезпечна для життя та здоров'я працівників підприємства ситуація, яку можна попередити за допомогою каротажу.

Частіше за все для геофізичного дослідження використовують наступні методи каротажу:

- електричний каротаж – метод заснований на зміні магнітного поля ґрунтового пласта, яке створюється штучно чи виникає без додаткових стимулюючих впливів. Даний спосіб дослідження часто використовується для перевірки технічного стану ствола свердловини. Щоб користуватися даним методом потрібно знати електричний опір породи.
- ядерно-геофізичний каротаж – метод, що дозволяє виявити щільність свердловини, її пористість, кількість вугля, вміст водороду в ґрунті. Даний спосіб підходить для каротажу в закритих свердловинах, всередині обсадної колони, де не можна застосовувати електричний каротаж.

- газовий каротаж – метод для виявлення кількості вуглеводнів в свердловині. Завдяки цьому методу можна визначити найбільш продуктивний шар ґрунту, насичений газом.
- кавернометрія – метод, заснований на отриманні даних при замірах поперечного діаметру свердловин. Ці дані необхідні для обчислення розміру обсадної труби та дозволяє виявити ушкодження стінок.
- акустичний каротаж – метод заснований на тому, що різні породи мають різну щільність, через яку у звукового сигналу змінюється час проходження через шари ґрунту. Таким чином можна дізнатися які шари проходить свердловина.
- термокаротаж – метод використовується виключно для контролю вже пробурених свердловин. За допомогою методу виявляють цілісність обсадної колони, дефекти, адже температура в ушкодженному місці відрізняється від загального показнику в свердловині.

В дисертації будуть розглянуті електричний та акустичний каротажі, оскільки вони є найбільш часто використовувані.

Свердловинне середовище, в якому проводяться каротажні вимірювання, цікаве з точки зору конструкції приладів реєстрації та обмеження їх експлуатації. Крім того, це важливо з точки зору порушення, яке каротаж викликає в середовищі, де проводиться вимірювання властивостей.

Деякі характеристики свердловинного середовища можуть бути зроблені за допомогою наведеного нижче набору показників. По-справжньому вертикальні свердловини зустрічаються рідко, і взагалі відхилення ствола свердловини знаходиться між 0° та 5° . Частіше зустрічаються на шельфі відхилені свердловини, від 20° до 60° .

Температура на повній глибині коливається від 40°C до 150°C .

З початку 90-х років все більше число горизонтальних свердловин було пробурено. Вони пробурюються під відповідним відхиленням до вершини резервуара, на якій точка відхилення збільшується до тих пір, поки вони не проникнуть в пласт

протягом декількох градусів горизонтального. Потім вони підтримуються в межах 5° від горизонталі між 300 та 6000 метрами.

Для очищення забою від вибуреної породи застосовують бурові розчини. На практиці – це розчин на водній (технічна вода, розчини солей та гідрогелі, полімерні, полімерглинисті та глинисті розчини) або вуглеводородній (інвертні емульсії, вапняково-бітумні розчини) основі. Буровий розчин має щільність від 1000 до 2000 кг/м³; до нього додають вагові домішки, такі як барит (BaSO_4) або гематит, щоб гідростатичний тиск у стовбурі свердловини перевищував тиск рідини в зоні порожнини утворення, щоб запобігти таким проблемам, як вимивання. Солоність бурових розчинів становить від 1 мг/мл до 200 мг/мл NaCl. Звичайний надлишковий тиск у стволі свердловини викликає вторгнення в пористу та проникну формацію бурової рідини. Результат процесу вторгнення зображений на рисунку 1.2.

У проникних зонах, через незбалансованість гідростатичного тиску, буровий розчин починає входити в пласт, але, як правило, швидко зупиняється накопиченням частинок глини у буровій рідині.

Оскільки свердловина пробурюється глибше, далі інвазія відбувається повільно через буровий порошок або динамічно, тоді як розчин циркулює, або статично, коли рідина стаціонарна. Крім того, рух буру може видалити трохи розчину, що призведе до перезапуску процесу. Таким чином, в той час як типова глибина вторгнення під час каротажу на провідній лінії становить 0,5м, глибина може досягати 3м або більше в певних умовах.

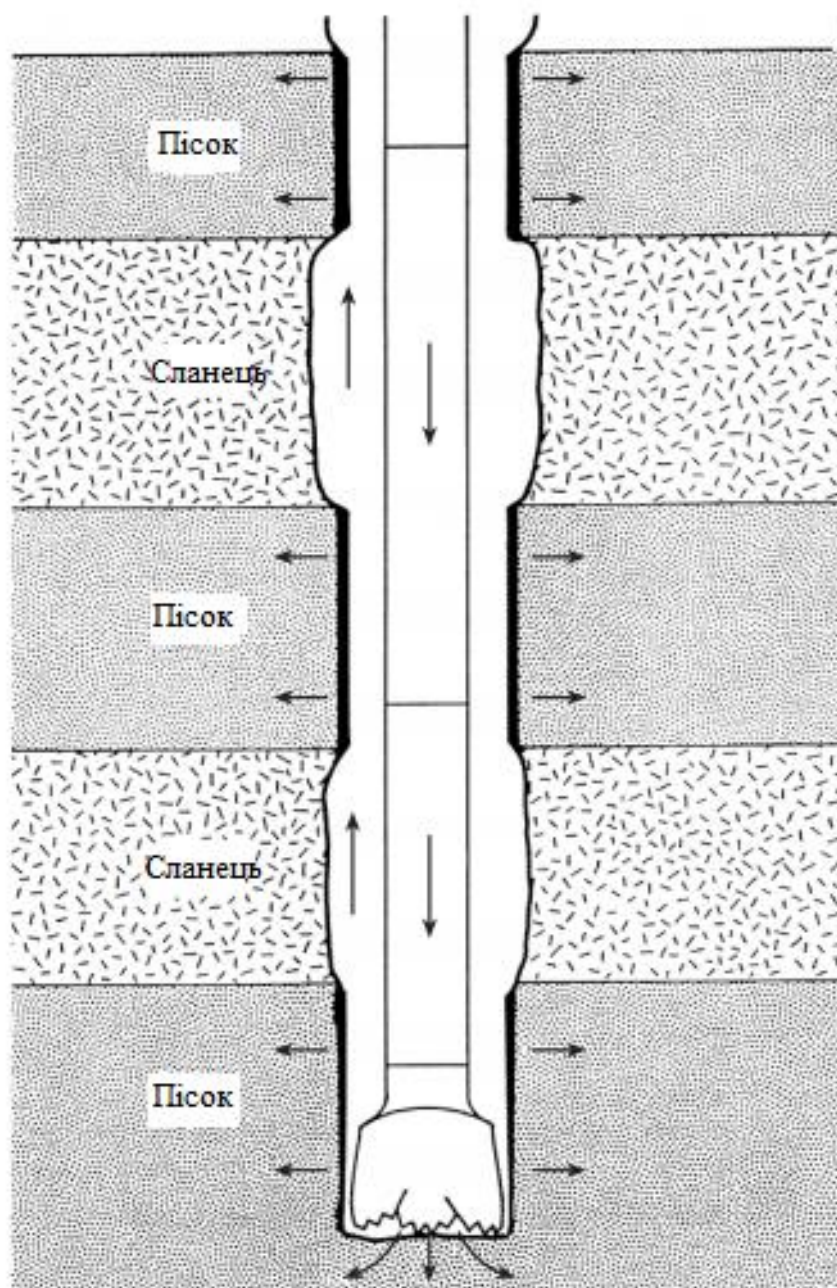


Рисунок 1.2 – Деградація формації під час та після буріння [1]

Рисунок 1.3 схематично вказує на розподіл рідини в незахищених, перехідних і промивних зонах. Ця модель також передбачає азимутальну симетрію навколо свердловини. У горизонтальній свердловині сила тяжіння може спричинити скупчення фільтрату бурового розчину, залишаючи над ним легші олії та газу. Гравітаційні ефекти також можуть впливати на розподіл рідини навколо відхилених свердловин.

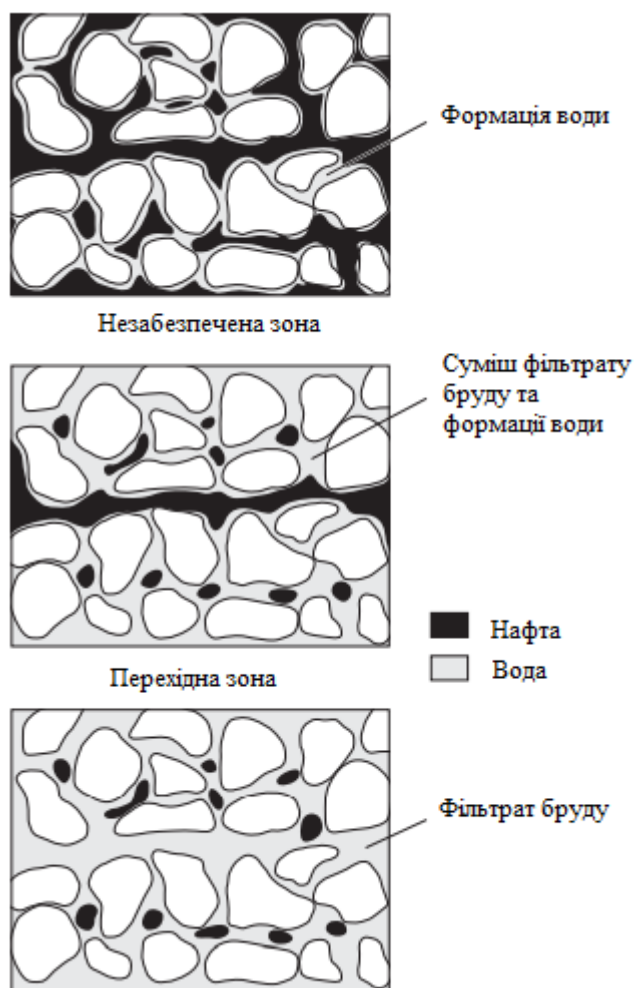


Рисунок 1.3 - Розподіл рідини у порах в зонах навколо свердловини [2]

2 ЕЛЕКТРИЧНИЙ КАРОТАЖ

Важливим компонентом каротажного комплексу є вимірювання електричних властивостей пласта. Ці виміри стосуються питомого опору пласта або вимірювання спонтанно генерованих напруг. Ці напруги є результатом взаємодії між свердловинною рідиною та пластом з вмістом рідини. Історично перші каротажні вимірювання були електричними за своєю природою. Перший журнал був записом питомих опорів утворення в залежності від глибини і був зображений вручну. Несподівано, під час спроби зробити інші вимірювання опору пласта, "шум" неодноразово відзначався і був остаточно зумовлений спонтанним потенціалом. Це здавалося найбільш помітним у проникних утвореннях. Обидва ці виміри як і раніше використовуються на регулярній основі сьогодні.

2.1 Модель резистивності

Для того, щоб зрозуміти основні вимірювання опору, використовувані в стандартній каротажній процедурі, розглянемо поняття опору. Це загальна властивість матеріалів, яка пов'язана з його геометричною формою. Знайомий вираз закону Ома:

$$V = IR \quad (2.1)$$

вказує на те, що струм, що протікає через матеріал з опором R , асоціюється з падінням напруги V . Більш загальний вигляд цього рівняння використовується як додаткове відношення в рівняннях Максвелла:

$$J = \sigma E \quad (2.2)$$

де J - щільність струму, векторна величина; E , це електричне поле; σ - постійна пропорційності - провідність матеріалу. Питомий опір - загальноприйнятий вимірюваний параметр пласту, що визначається як зворотня провідність:

$$\text{Питомий опір} \equiv \rho = \frac{1}{\sigma} \quad (2.3)$$

ρ є невід'ємною властивістю матеріалу.

Щоб зрозуміти поняття питомого опору, розглянемо випадок дуже розбавленого іонізованого газу, що міститься між двома пластинами площею A . Носії заряду рухаються під дією прикладеного електричного поля E , при середній дрейфовій швидкості $v_{\text{дрейф}}$. Швидкість дрейфу можна оцінити за фактом, що носії заряду прискорюються в прикладеному електричному полі, доки вони не зіткнуться з іншою часткою, в цей час вони зупиняються і починають процес знову. Середній час між зіштовхуваннями, τ , є цікавим параметром, оскільки швидкість дрейфу може розглядатися як:

$$v_{\text{дрейф}} = \frac{F}{m} \tau, \quad (2.4)$$

де член F/m являє собою прискорення носіїв заряду маси m , піддані силі F . У цьому випадку прикладена сила F , дорівнює добутку заряду і електричного поля (qE).

Загальний вираз для дрейфової швидкості частинки під впливом зовнішньої сили F :

$$v_{\text{дрейф}} = \mu F, \quad (2.5)$$

де постійна пропорційності μ називається рухливістю частинки в заданому середовищі. Можна побачити, що для випадку розрідженого газу рухливість визначається як:

$$\mu = \frac{\tau}{m}. \quad (2.6)$$

Рисунок 2.1 ілюструє область простору, що містить заряди, які досягатимуть пластини справа протягом часу Δt ; товщина цього простору становить $v_{\text{дрейф}} \times \Delta t$. Кількість зібрана протягом часового інтервалу Δt є $n_i v_{\text{дрейф}} \Delta t A$, де n_i - щільність частинок (кількість носіїв заряду на одиницю об'єму), а A - площа поверхні електродів.

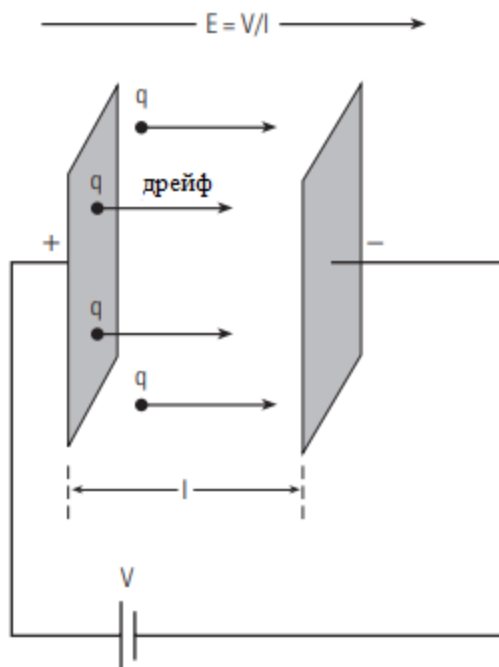


Рисунок 2.1 - Розбавлений газ із частками заряду q , що дрейфують під впливом електричного поля [11]

$$I = \frac{n_i v_{\text{дрейф}} \Delta t A}{\Delta t} q. \quad (2.7)$$

Відношення для дрейфової швидкості дорівнює:

$$v_{\text{дрейф}} = \mu F = \mu q \frac{V}{l}, \quad (2.8)$$

оскільки напруженість електричного поля зумовлена падінням напруги на одиницю довжини і розділ двох пластин дорівнює l .

Поєднання цих двох співвідношень дає наступний вираз:

$$I = \frac{n_i \mu q \frac{V}{l} \Delta t A}{\Delta t} q, \quad (2.9)$$

який, в порівнянні з законом Ома, $I = \frac{1}{R} V$, вказує на те, що опір для зображення на рисунку 2.1:

$$R = \frac{1}{n_i \mu q^2} \frac{l}{A}. \quad (2.10)$$

З цього виразу ясно, що опір R складається з двох частин, одна, яка залежить від матеріалу $\frac{1}{n_i \mu q^2}$, а друга, яка є суто геометричною (довжина зразка розділена на поверхню контактних пластин). Питомий опір, ρ , фактично, є першим фактором:

$$R = \frac{1}{n_i \mu q^2} \frac{l}{A} = \rho \frac{l}{A}. \quad (2.11)$$

Звідси випливає, що розміри питомого опору складають Ом·м²/м, або Ом·м. Таким чином, система для вимірювання питомого опору складається зі зразка вимірюваного матеріалу, що міститься в простій фіксованій формі. Якщо вимірюється опір проби, то опір може бути отриманий за співвідношенням:

$$\rho = R \times \frac{A}{l}. \quad (2.12)$$

що стає, використовуючи закон Ома:

$$\rho = \frac{V}{I} \frac{A}{l} = k \frac{V}{I}. \quad (2.13)$$

Постійна k , яка називається системною константою, перетворює вимірювання падіння напруги V , для заданого струму I , в питомий опір матеріалу.

2.2 Електричні властивості каміння та розсолів

Є два основних типи провідності: електролітична та електронна. У електролітичній провідності механізм залежить від наявності розчинених солей в рідині, такий як вода. Приклади електронної провідності надаються металами, які тут не розглядаються. Таблиця ілюструє опір деяких типових матеріалів. (Діапазон від варіації опору солоної води, що залежить від концентрації NaCl.)

Типові кам'яні матеріали є по суті ізоляторами. Той факт, що у водоймищних порід є провідність зазвичай є результатом наявності електролітичних провідників в поровому просторі. Потужність глинистих мінералів також значно збільшується за наявності електроліту. У деяких випадках питомий опір каменю може бути спричинений наявністю металів, графітів або сульфідів металів. Значення питомого опору для різних матеріалів наведені в таблиці 2.1.

Провідність осадових порід в першу чергу полягає в електролітичному походженні. Це результат присутності води або поєднання води та вуглеводнів у поровому просторі як безперервної фази. Фактична провідність буде залежати від

питомого опору води в порах і від кількості води. У меншій мірі це залежатиме від літології матриці порід, їх глинистого складу та текстури (розмір зерна та розподіл пор, глини та провідних мінералів). Нарешті, провідність осадового утворення сильно залежить від температури.

Таблиця 2.1 – Значення питомого опору [2]

Матеріал	Питомий опір (Ом-м)
Мармур	$5 \times 10^7 - 10^9$
Кварц	$10^{12} - 3 \times 10^{14}$
Нафта	2×10^4
Дистильована вода	2×10^4
Солона вода (15 ⁰ C):	
0.02 кг/м ³	3.4
0.01	0.72
0.02	0.38
0.1	0.09
0.2	0.06
Типові формування	
Глина/сланці	2 – 10
Сільовий пісок	0.5 – 10
Нафтовий пісер	$5 - 10^3$
«Тісний» вапняк	10^3

Згідно з попереднім аналізом, очікується, що опір буде залежати від концентрації носіїв заряду:

$$\rho \propto \frac{1}{nq^2\mu}. \quad (2.14)$$

На рисунку 2.2 показано, що відповідний рух між двома паралельними пластинами, розділеними рідкою плівкою, потребує подолання сили тяги, що визначається в'язкістю рідини.

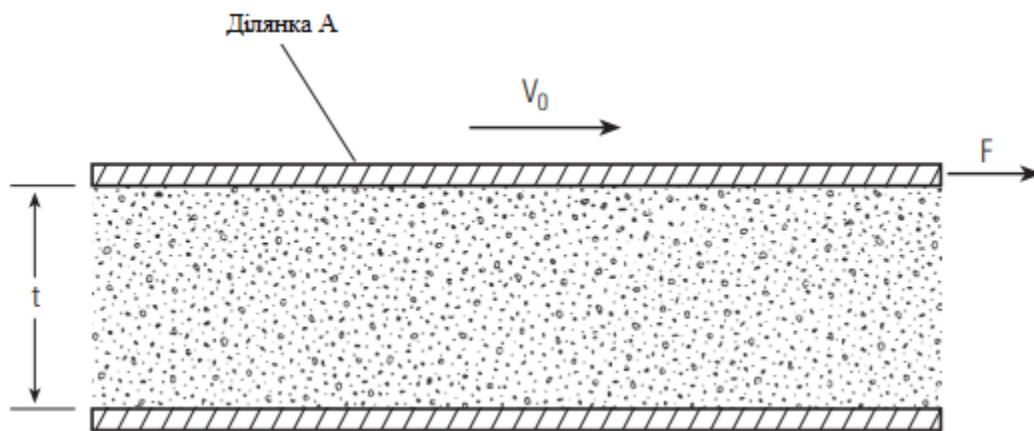


Рисунок 2.2 – Вимірювання впливу в'язкості [3]

Плівка рідини товщиною t міститься між двома пластинками поверхні A . Нижня пластина фіксується, і сила прикладається на верхню пластину, щоб рухати її паралельно дну. Експериментально встановлено, що для заданої рідкої плівки необхідно прикласти силу F , щоб досягти швидкості v_0 прямо пропорційної швидкості площі поверхні що тягнеться, A , і обернено - до товщини плівки, t . Коефіцієнт пропорційності η - в'язкість, експериментальне співвідношення виражається як:

$$F = \eta \frac{v_0 A}{t} \quad (2.15)$$

або

$$\frac{F}{A} = \eta \frac{v_0}{t}. \quad (2.16)$$

Практичне застосування цієї концепції, відомого як закон Стокса, який передбачає, що в'язка сила на сферичному об'єкті радіуса a визначається:

$$F = 6\pi\eta a v \quad (2.17)$$

де v - швидкість об'єкта.

У цьому випадку це відноситься до електролітичних частинок в розчині. Рівняння означає, що рухливість електролітичної частки, або іону, буде змінюватись обернено до його розмірів.

З аналізу питомого опору іонізованого газу було помічено, як рухливість μ входить до заключного виразу:

$$v_{\text{дрейф}} = \mu F \rightarrow R = \frac{1}{n\mu q^2} \frac{l}{A} \quad (2.18)$$

Якщо електролітична частинка вважається сферою радіуса a , то з закону Стокса швидкість дрейфу буде визначатися за допомогою:

$$v_{\text{дрейф}} = \mu F \rightarrow R = \frac{1}{6\pi\eta a} F \quad (2.19)$$

і питомий опір:

$$R = \frac{6\pi\eta a}{nq^2} \frac{l}{A} \quad (2.20)$$

Температурна залежність питомого опору для електролітичного провідника походить від коефіцієнта в'язкості. В'язкість рідини має сильну температурну залежність; на відміну від випадку іонізованого газу, він знижується зі зростанням температури. У випадку рідини в'язкість є результатом сильних міжмолекулярних сил, які перешкоджають відносному руху рідких шарів. Коли температура зростає, кінетична енергія молекул допомагає подолати молекулярні сили так, що в'язкість зменшується [4]. Експериментальна температурна залежність в'язкості для багатьох рідин, таких як вода, може бути описана таким вираженням:

$$\eta = \eta_0 e^{\frac{C}{T}} \quad (2.21)$$

де C є характеристикою заданої рідини.

2.3 Модель виникнення спонтанного потенціалу

Витоки спонтанного потенціалу в свердловинах включають як електрохімічні потенціали, так і катіонну селективність сланців. Проте основою для спонтанного потенціалу є фундаментальний процес дифузії - самодифузія розчиненого іону в рідині свердловини та у пласті.

Електрохімічні потенціали, що представляють цікавість для генерації спонтанного потенціалу є потенціал рідкого з'єднання та мембранний потенціал. Рисунок 2.3 схематично ілюструє ситуацію генерації потенціалу рідинного з'єднання. Зліва – сольовий розчин низької концентрації NaCl. Праворуч - одна з вищих іонних концентрацій. Наприклад, маємо свердловину, наповнену рідиною низької соленості

ліворуч від фігури. Тоді перша зона відповідатиме проникній зоні вторгнення, а друга зона - нетронуті утворення з водою більшої солоності.

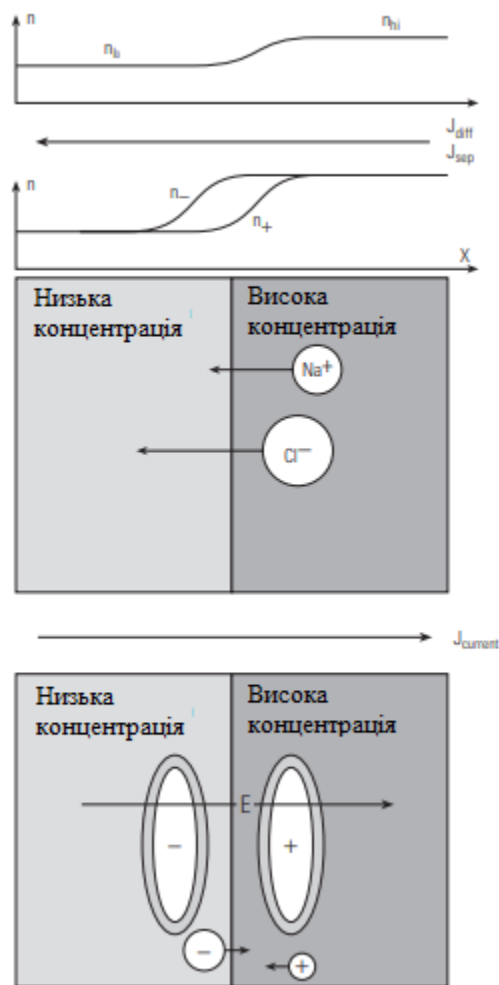


Рисунок 2.3 - Схематичне представлення механізму генерації потенціалу рідинного з'єднання. Вища рухливість Cl^- викликає розподіл заряду Cl^- та Na^+ [11]

Через градієнт концентрації частинок, dn/dx , де $n = n_+ + n_-$, відбуватиметься дифузія як Na^+ , так і Cl^- іонів з області з більш високою концентрацією у область з меншою концентрацією. Апроксимація процесу дифузії, відома як закон Фіка:

$$J_{диф} = -D \frac{dn}{dx} \quad (2.21)$$

де $J_{\text{диф}}$ - щільність дифузних часток. Дифузійна константа D [3], що пов'язана з рухливістю іонів і температурою так, що можна написати:

$$J_{\text{диф}} = -\mu kT \frac{dn}{dx} \quad (2.22)$$

Це зв'язок між рухливістю та дифузією називається відношенням Нернста-Ейнштейна.

З рівняння може здатись, що найменші іони повинні мати найбільшу рухливість, але це не про іони, що розчинені у воді. Обмежившись випадком з NaCl, звичайною сіллю, виявленою у водних формах, катіон Na^+ значно менший, ніж аніон Cl^- . Оскільки вода є дипольною - як аніони, так і катіони в розчині, як правило, вільно прикріплюють сферу водних молекул навколо них через електростатичне притягання. Проте значно менший розмір катіона викликає багато більш міцне зв'язування молекул води просто через розподіл поверхневого заряду. Номер сольватації - це середнє число молекул H_2O , які залишаються прикріпленими під час дифузії. Для Na^+ номер сольватації становить 4,5, але для Cl^- лише 2,2 [5]. Отже, очевидний розмір гідратованого іону катіона Na^+ набагато більше, ніж гідратованого аніону Cl^- , що призводить до різниці рухливості між двома іонами.

Оскільки іони Na і Cl мають різні рухливості, з $\mu_{\text{Cl}} > \mu_{\text{Na}}$, дифузія буде мати тенденцію до поділу заряду. Іони Cl, що рухаються більш інтенсивно, будуть більш легко мігрувати до регіону більш низької концентрації і створюватимуть надлишковий негативний заряд зліва та надлишковий позитивний заряд справа, як зазначено в нижній частині рисунку 2.3. Дифузійний іонний струм, який виробляє поділ зарядів з надмірним негативним зарядом ліворуч, можна записати як:

$$J_{\text{розділ}} = -(\mu_{\text{Cl}} - \mu_{\text{Na}})kT \frac{dn}{dx} \quad (2.23)$$

Сам по собі дифузійний струм буде продовжувати накопичувати надмірні негативні заряди в області низької іонної концентрації та позитивного заряду в області високої концентрації, якби не електричне поле, що виникає в результаті розділення заряду. З накопиченням заряду електричне поле \bar{E} зростає з орієнтацією, показаною на нижній частині рисунка 2.3. Ефект електричного поля полягає в тому, щоб накласти швидкість дрейфу на іони, прискорюючи катіони вліво та уповільнюючи аніони, що дифундують вліво. Величина електричного поля збільшується до тих пір, поки дифузія аніонів і катіонів не стане однаковою, внаслідок чого рівновага складається з постійного електричного поля і відсутності додаткового поділу заряду. Проте дифузія, хоч і модифікується, але продовжується.

Для кількісного визначення цього ефекту простіше розглянути електричне поле \bar{E} як джерело іонного струму, що протікає праворуч, як це видно на рисунку, що забезпечує збалансованість розподільного струму, що протікає ліворуч, як зазначено у верхній частині рисунка. Цей іонний струм можна виразити як:

$$\overline{J_{\text{струм}}} = \sigma_{Cl} \bar{E} + \sigma_{Na} \bar{E} \quad (2.24)$$

Провідність в рівнянні пропорційна (k - коефіцієнт пропорційності) щільності носіїв заряду та їх рухливості. Таким чином, електричний струм становить:

$$J_{\text{струм}} = kn(\mu_{Cl} + \mu_{Na})E \quad (2.25)$$

Щоб розподіл заряду та електричне поле залишалися стабільними, необхідно збалансувати два струми (розділювальна частина дифузійного струму, $J_{\text{розділ}}$ та протилежний прямий струм, що виробляється електричним полем). Це призводить до наступного співвідношення:

$$(\mu_{Cl} - \mu_{Na})kT \frac{dn}{dx} = kn(\mu_{Cl} + \mu_{Na})E \quad (2.26)$$

Цей вираз можна переставити та інтегрувати, щоб отримати падіння напруги від члену електричного поля:

$$\frac{(\mu_{Cl} - \mu_{Na})}{k(\mu_{Cl} + \mu_{Na})} kT \int \frac{dn}{n} = \int E dx \quad (2.27)$$

де інтеграція виконується за розміром, що відповідає градієнту щільності часток. Потенціал рідкого переходу V_{l-j} є виразом на правій частині рівняння.

Інтегрування призводить до того, що потенціал рідкого переходу є логарифмічним співвідношенням концентрацій частинок n_{hi} та n_{lo} у двох регіонах:

$$V_{l-j} = cT \ln \frac{n_{hi}}{n_{lo}} \quad (2.28)$$

Як це часто буває, питомий опір фільтрату бурових розчинів (R_{mf}) більше, ніж питомий опір пластової води (R_{ω}), так що вищезазначене рівняння можна записати у формі:

$$V_{l-j} = -c' \log_{10} \frac{R_{mf}}{R_{\omega}} \quad (2.29)$$

Клітина позначена E_d відповідає потенціалу рідкого переходу, який намальовано з полярністю, що більше відповідає підвищенню концентрації електроліту у пластах води, а не фільтраті бурового розчину. Як видно з рисунка 2.4, додаткове джерело спонтанного потенціалу пов'язане зі сланцем. Ця друга складова спонтанного потенціалу

є результатом мембранного потенціалу, сформованого в присутності сланцю, що містить глинисті мінерали, які мають великий негативний поверхневий заряд.

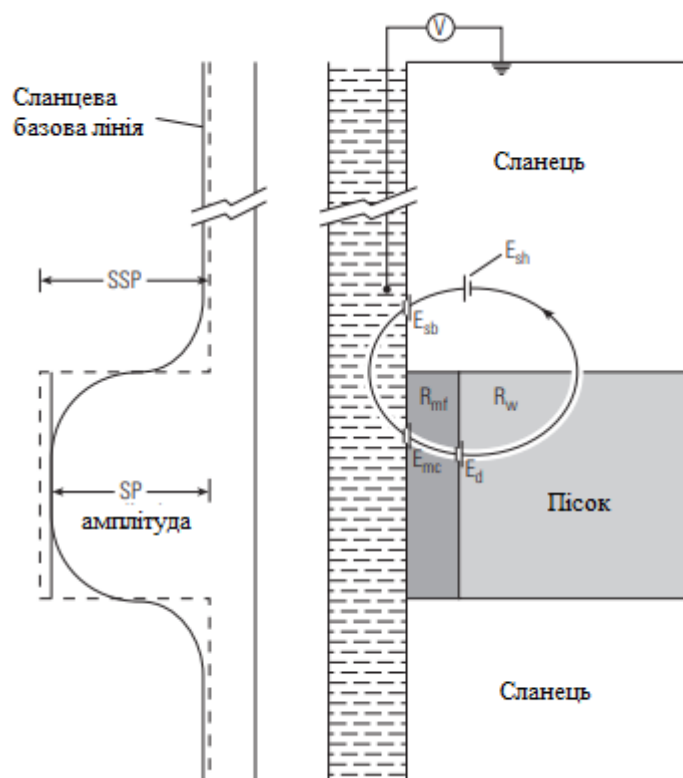


Рисунок 2.4 - Схематичне зображення схеми виникнення спонтанного потенціалу [1]

Це означає, що по-перше, ми визначаємо сланцевий конгломерат як зернисті частинки, багато з яких є глинистими мінералами, як це видно в лівій частині рисунка. Припустимо, що він майже непроникний для руху рідини, але все ще здатний до іонного транспорту, хоча це значно змінюється за наявності глини. Сланці діють як катіон-селективна мембрана. Ця властивість пов'язана з листоподібною структурою алюмосилікатів, які утворюють основну структуру глини. На поверхні глинистих мінералів є сильний негативний заряд до непарних зв'язків Si і O. Коли частинки глинистого мінералу піддаються впливу іонів розчину, що містить, наприклад, Na^+ і Cl^- ,

аніони будуть відбиватися від поверхні, у той час як катіони будуть притягатися до поверхневого заряду, утворюючи так званий електричний подвійний шар, як показано в правій частині рисунку 2.5.

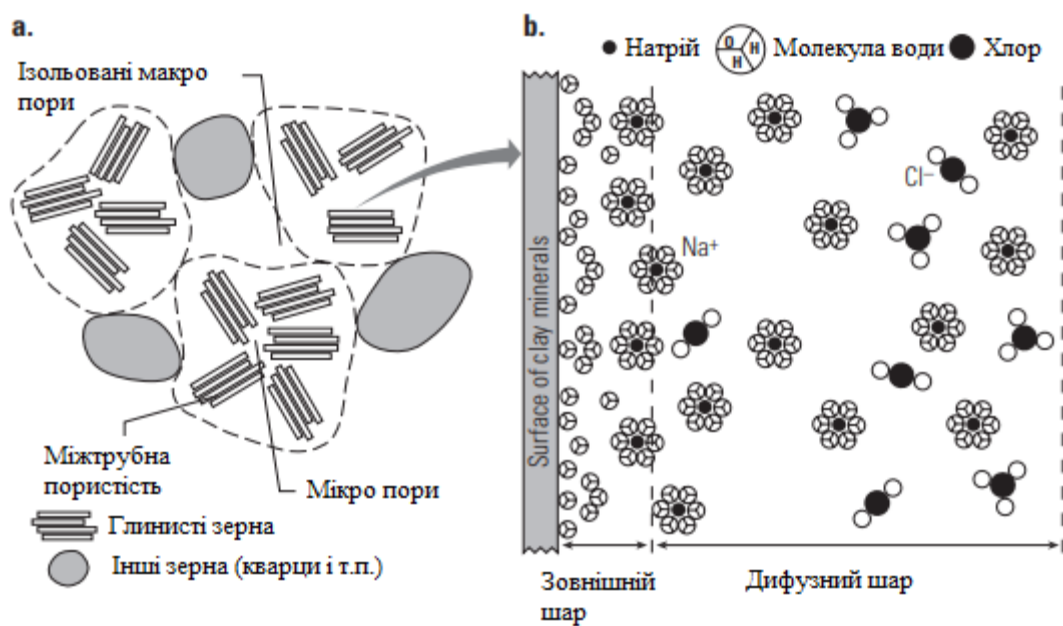


Рисунок 2.5 - Сланці ліворуч, що складаються з кам'яних мінералів та малих глинистих частинок. Праворуч - розподіл іонів, близьких до глинистих мінералів, що ілюструє електричний подвійний шар [1]

Близько до глинистих шарів, в рідині переважають катіони, оскільки аніони виключаються шляхом електростатичного відштовхування. Таким чином, в складній суміші глинистих мінералів та інших дрібних мінеральних частинок, з поровими просторами, навіть надто малими, щоб забезпечити гідравлічний потік води, катіони зможуть дифундувати вздовж заряджених поверхонь від високої концентрації до низької концентрації, в той час як негативні іони Cl⁻, як правило, будуть виключені. Такий дифузійний процес, як правило, спричиняє накопичення позитивного заряду на стороні низької іонної концентрації сланцевого бар'єру, утворюючи супутнє електричне поле. У

практичній ситуації на рисунку катіони з рідини, насиченої пористими піщаними зонами, дифундують через сланець до свердловини з нижчою концентрацією катіонів.

Щоб допомогти кількісному опису, на рисунку 2.6 показана спрощена установка для оцінки потенціалу мембрани, коли напівпроникний сланцевий бар'єр відокремлює розчини двох різних солей. Процес природної дифузії стримується через негативний поверхневий заряд сланцю. Іони Cl^- , які в іншому випадку легше дифундуватимуть, перешкоджають проходженню сланцевої мембрани, тоді як менш рухливі іони Na^+ можуть легко пройти через неї. Результат полягає в тому, що ефективна рухливість хлору в цьому випадку зводиться до майже нульового значення.

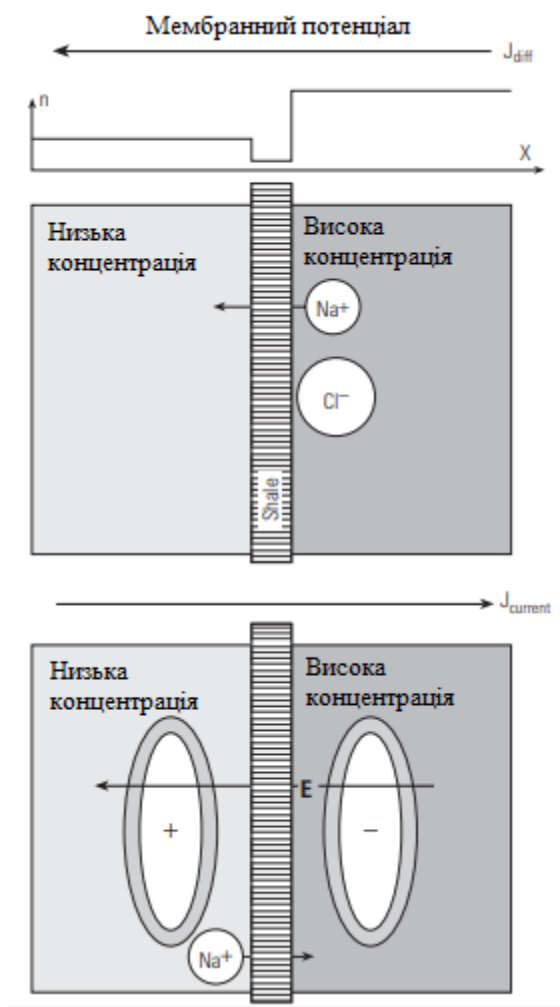


Рисунок 2.6 - Схематичне зображення механізму, відповідального за створення мембранного потенціалу

Таким чином, можна виразити дифузійний іонний струм через мембрану як:

$$J_{\text{мембрани}} = -D \frac{dn}{dx} = -\mu_{Na} kT \frac{dn}{dx} \quad (2.30)$$

де у рівнянні знаходиться лише концентрація Na та рухливість. Як і у випадку з потенціалом рідинного переходу, відбувається розділення заряду. Проте в цей час відбудеться позитивне накопичення заряду в сторону лівої або низької концентрації, що, як правило, спричинить повернення іонів Na в зону більш високої концентрації. Електричне поле викликає струм, який можна записати як:

$$J_{\text{струму}} = kn(\mu_{Na})E \quad (2.31)$$

Прирівнювання двох струмів приводить до рівняння величини мембранного потенціалу V_m :

$$\frac{-\mu_{Na}}{k(\mu_{Na})} kT \int \frac{dn}{n} = \int E dx = V_m \quad (2.32)$$

Негативний знак вказує на те, що електричне поле перед пластом вперед від сланцю, який знаходиться навпроти електричного поля перед чистим водяним (солоним) піском. Як зазначено на рисунку, намальований для випадку нижчої концентрації NaCl в буровому розчині, додавання напруги призводить до більш негативної напруги перед піском, ніж перед сланцевою зоною. Мембранний потенціал забезпечує близько 4/5 амплітуди спонтанного потенціалу, оскільки до нього входить абсолютна величина рухливості, а не різниця, як у потенціалі рідинного переходу. Рисунок також показує, як вимірюється спонтанний потенціал, між електродом в свердловині та дистанційною прив'язкою. Базовий рівень сланців являє собою природний потенціал між двома

електродами, без електрохімічних ефектів, і в ідеалі - пряма лінія від верху донизу. Спонтанний статичний потенціал - це ідеальний спонтанний потенціал, який генерується електрохімічними ефектами при переході від сланцю до товстого пористого чистого (без сланцю) піску, якщо струм не протікає. На практиці електрод може вимірювати лише потенційну зміну в свердловині. Хоча буровий розчин, як правило, менш резистивний, ніж пласт, площа потоку струму значно менша в свердловині, ніж у пластах, так що стійкість свердловин зазвичай набагато вища, ніж опору пласта. Тому більша частина потенційного падіння відбувається у свердловині, внаслідок чого виміряна амплітуда спонтанного потенціалу у центрі шару близька до статичного спонтанного потенціалу.

3 АКУСТИЧНИЙ КАРОТАЖ

Вимоги щодо розвідки та оцінки вуглеводнів були стимулами для впровадження акустичних вимірювань в свердловині. На відміну від вимірювань опору, які можуть бути використані безпосередньо для виявлення вуглеводнів, та ядерних вимірювань, які спочатку були спрямовані на визначення пористості, акустичний каротаж розпочався як супутник сейсмозвідки.

В якості основи для розуміння деяких застосувань акустичних вимірювань, наведено огляд еластичних властивостей матеріалів. Взаємозв'язок між різними типами пружних параметрів використовується для опису матеріалів та швидкості поширення зсувної (див. 3.1.2) та компресійної хвилі (див 3.1.3) в пружному середовищі.

Звичайний підхід до акустичної реєстрації використовує метод передачі. Він складається з передавача акустичної енергії та приймача на деякій відстані від нього. Акустична енергія знаходиться в діапазоні частот близько 20 кГц і передається коротким пострілами, а не безперервно. Виявлений акустичний сигнал передається через частину породи, що оточує свердловину. Цей метод зазвичай вимірює швидкість компресійних та зсувних акустичних хвиль. Найпоширенішим використанням вимірювання швидкості є зв'язок їх з пористістю та літологією пласта. Однак, також можливо вивести та оцінити аномально високі порові тиски і оцінити механічні властивості породи за допомогою акустичних вимірювань.

Додатковий параметр, який можна виміряти в режимі передавання, крім швидкості, це загасання. Хоч він не дуже поширений, параметр експлуатується з мінливим успіхом у виявленні переломів. З іншого боку, метод загасання звичайно використовується для оцінки якості цементного зв'язку з сталевим корпусом.

Другий метод свердловинного акустичного вимірювання - це режим відбиття. В цьому випадку джерело акустичної енергії знаходиться на набагато більш високих частотах, порядку 500 кГц. Зазвичай передавач і приймач є єдиним елементом. Залежно

від застосування, вимірюється час транзиту між випромінюванням та прийомом або загасанням сигналу. Одним з застосувань методу відбиття є отримання акустичного зображення стінки свердловини. Цей метод має значний успіх у виявленні та оцінці переломів.

З моменту впровадження дипольних передавачів та масивів приймачів з'явився новий клас вимірювань; включення складної обробки сигналів; і детальне акустичне моделювання. Розвиток в цих областях дозволив вимірювати та експлуатувати дисперсійні акустичні хвилі свердловини.

3.1 Акустика

Акустика - це галузь науки, що стосується вивчення звукових та механічних хвиль.

Акустична хвиля - це механічне збурення, яке рухається через поверхню матерії (рис 3.1). Вона передає механічну енергію і часто коливається (вібрує численні цикли). Звук є прикладом хвилі акустичного тиску. Пульсація на ставку є прикладом механічної хвилі (поверхнева гравітаційна хвиля).

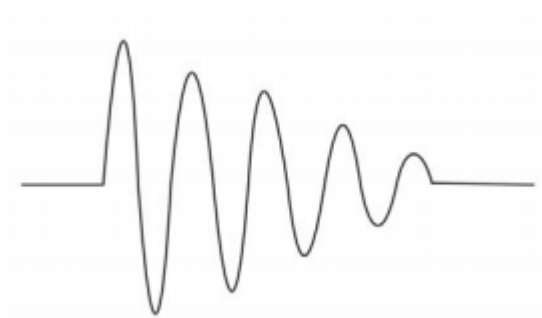


Рисунок 3.1 – Ілюстрація простої акустичної хвилі

Сигнал - це запис звукової хвилі, часто представлений у графічному вигляді (рис. 3.2).

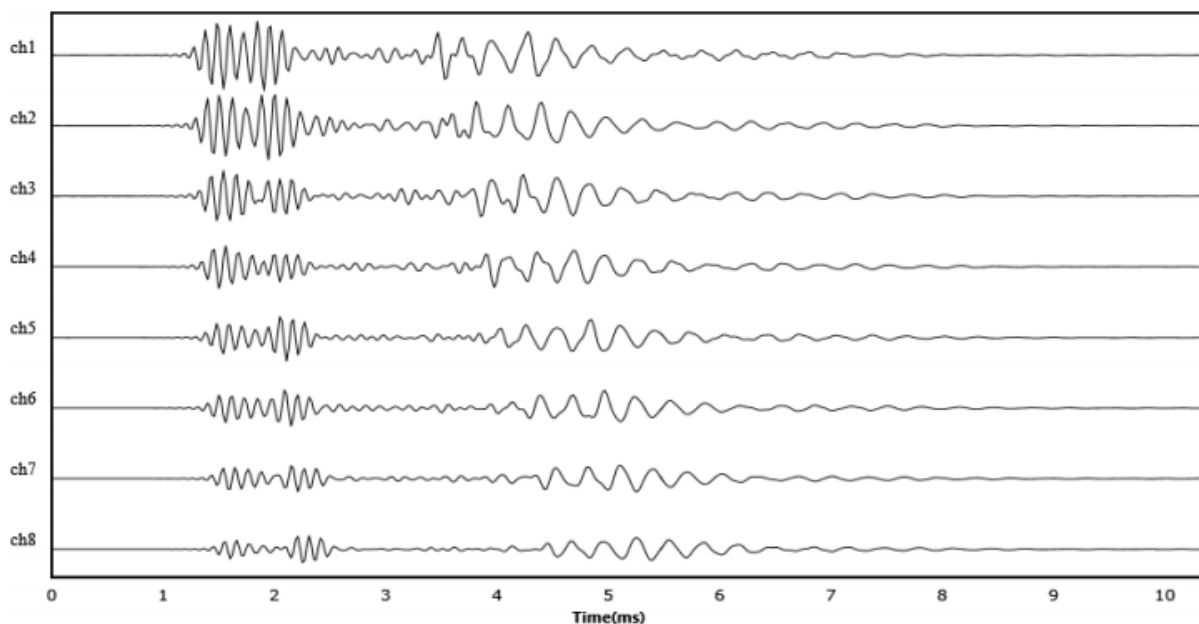


Рисунок 3.2 – Масив хвиль з акустичних приймачів 8-канального приладу

Схематично, акустичні хвилі ілюструються як серія хвилеподібних пагорбів і долин або в акустичних термінах: вершин та жолобів. Пік - точка найбільшої вертикальної протяжності в одному циклі форми хвилі. Це як правило, являє собою точку найвищого тиску. Жолоб є точкою найменшої вертикальної протяжності в одному циклі форми хвилі. Це зазвичай є точкою найнижчого тиску. Вузол - це точка посередині між значеннями піку та жолобу. Це зазвичай позначає тиск віддачі або нульову точку (рис. 3.3).

Одне повне повторення вібрації або коливання називається циклом. Починається цикл з вузла і продовжується піком, далі вузол, жолоб, а потім назад до вузла (рис 3.4).

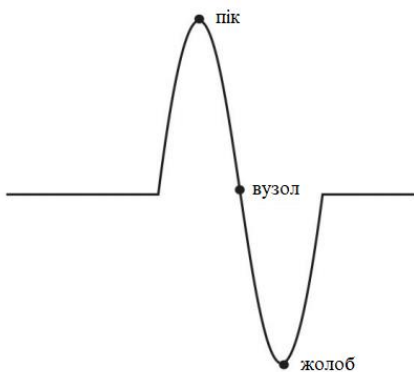


Рисунок 3.3 – Піки, вузли та жолоби сигналу

Кількість циклів у секунду відома як частота акустичного сигналу. Одиницею частоти є герц (Гц). Один Герц еквівалентний одному циклу в секунду. Найбільш поширеною одиницею для свердловин для акустичного каротажу є кілогерц (кГц) або 1000 Гц. Практичні акустичні частоти коливаються від 500 Гц до 20 кГц. Символом частоти в рівняннях є f .

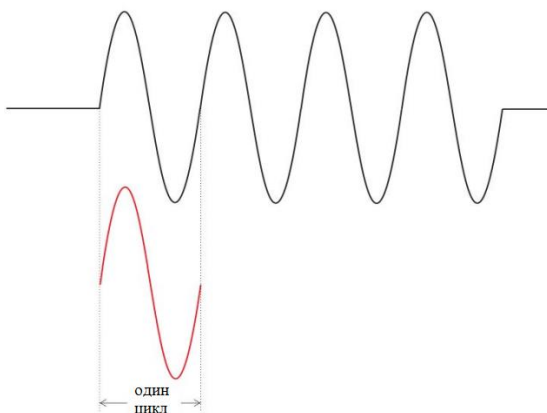


Рисунок 3.4 – Цикл

Час, необхідний для повторення одного циклу акустичного сигналу, називається його періодом. Одиниця виміру мікросекунди. Його математичний символ T . Період обчислюється з частоти акустичного сигналу.

$$\text{Період} = T_{\text{мкс}} = \frac{1}{f} \quad (3.1)$$

До понять циклу та періоду відноситься фаза. Термін "фаза" використовується для декількох хвиль. Перше використання терміну є часовою шкалою, яку можна використовувати, щоб описати, де в певному циклі може бути певна хвильова подія. Є дві широко використовувані шкали: градуси та радіани. У шкалі градусів цикл розділений на 360 одиниць, починаючи з нуля градусів на початку циклу і закінчуючи 360 градусами. У цій шкалі перший вузол на 0° , перший пік на 90° , другий вузол на 180° , жолоб на 270° і останній вузол на 360° (рис. 3.5). Другий загальний фазовий масштаб - це радіани. У цьому масштабі перший вузол позначений як 0 радіан, пік $\pi / 2$ радіана, другий вузол як π радіан, жолоб як $3\pi / 2$ радіана, а кінцевий вузол як 2π радіан (рис. 3.5).

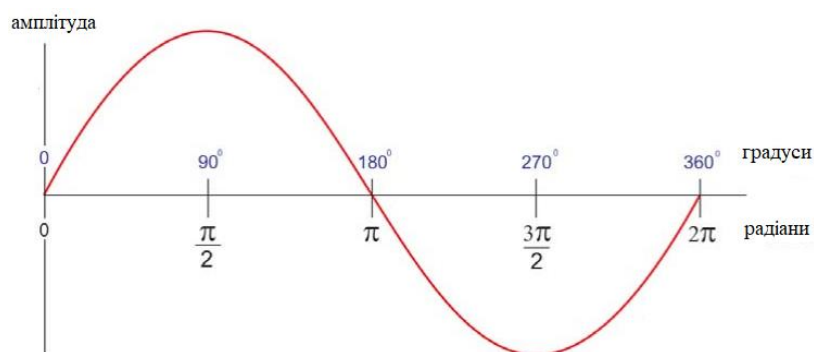


Рисунок 3.5 – Діаграма фаз синусоїдального сигналу

Деякі аналітичні методи та деякі фізичні взаємодії можуть викликати хвилю пришвидшену або відсталу від початкового положення на фазовій діаграмі. Це називається фазовим зсувом. Зсуви вимірюються у конкретних одиницях вимірювання, наприклад, фазовий зсув може становити 90° або $\pi/2$ одиниці (рис. 3.6).

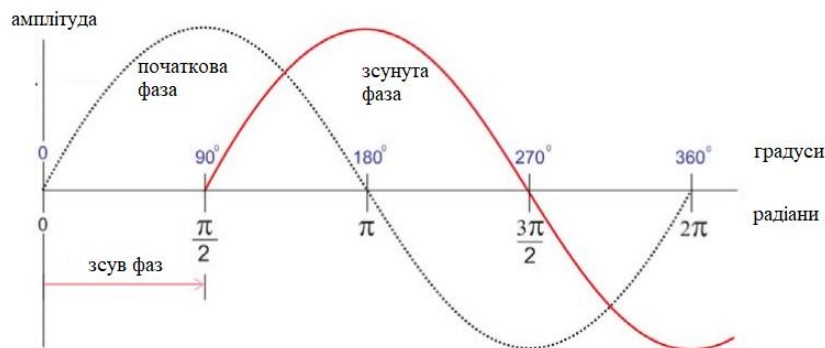


Рисунок 3.6 – Зсув фаз синусоїдального сигналу

Багато загальних термінів, що використовуються для опису акустичних хвиль та багато аналітичних методів, що оперують з ними, походять з сейсмології та вивчення землетрусів.

Землетруси викликані раптовим розривом вздовж переломів глибини всередині землі. Різкий рух створює пружні хвилі в сусідній скелі, що рухаються від місця моменту виникнення. Розташування початку руху називається епіцентром пружних хвиль. Над епіцентром пружні хвилі генерують хвилі на поверхні Землі (рис. 3.7).

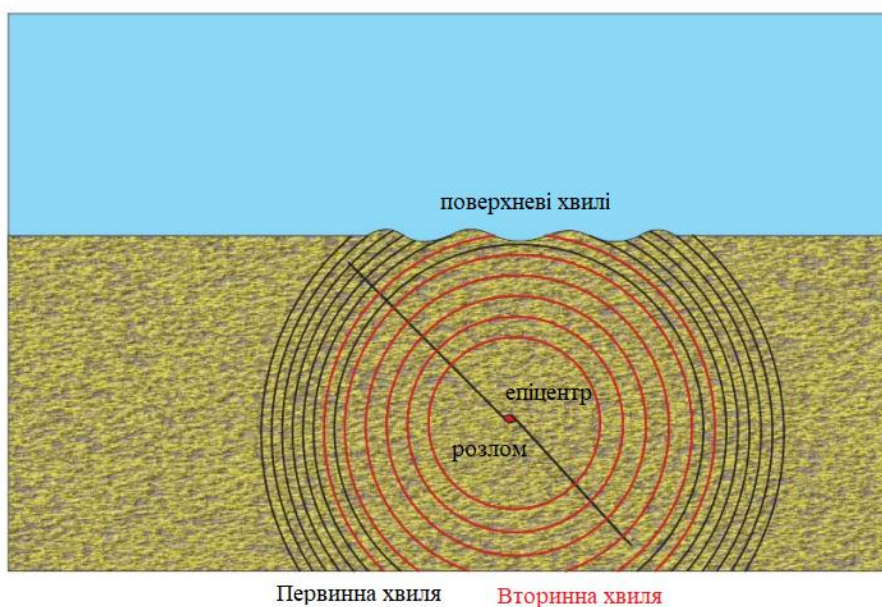


Рисунок 3.7 – Утворення первинних, вторинних та поверхневих хвиль в місці розлому

Типовий землетрус породжує три акустичні хвилі: первинна хвиля, вторинна хвиля і поверхнева хвиля (рис 3.8).

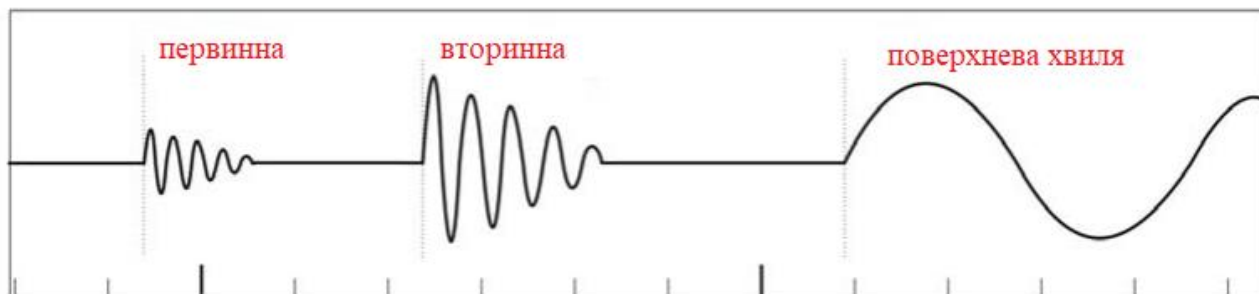


Рисунок 3.8 – Компоненти сейсмічної події

Пружні хвилі, спричинені землетрусом, можуть подорожуватися зі швидкістю до 14 км/с (для первинних хвиль), а в разі сильного землетрусу можуть проходити крізь землю багато разів, перш ніж зникнути. Пружні хвилі, спричинені землетрусом, вулканами та вибухами відомі як сейсмічні хвилі.

Сейсмічні хвилі на сейсмографі з'являються у вигляді хвилеподібних структур. Спочатку сейсмічні хвилі можуть бути втрачені в фоновому шумі сейсмограми і можуть потребувати проведення експертизи для їх виявлення. Прибуття спочатку ідентифікуються за часом прибуття та за типом хвилі. Наприклад, спочатку сейсмічні хвилі будуть ідентифіковані як "сейсмічне прибуття 12:00:00" та "сейсмічне прибуття 12:00:38".

Пізніше, після того, як аналітик визначить тип акустичної хвилі мітки можна змінити на "первинне прибуття в 12:00:00" і "вторинне прибуття о 12:00:38".

Пружні хвилі всередині Землі існують лише у двох формах: як компресійні хвилі і як зсувні хвилі. Компресійні хвилі є швидшими і першими приходять до сейсмографа. Зсувна хвиля надходить другою і отже має ім'я вторинної хвилі. Первинні хвилі (компресійні хвилі) і вторинні хвилі (зсувні хвилі) загалом називають хвилями "тіла", оскільки вони розповсюджуються всередині твердого тіла.

Коли пружна хвиля переходить з одного матеріалу в інший, її прохід через границю двох матеріалів створює нові пружні хвилі. Цей процес називається "перетворенням режиму", оскільки в процесі взаємодії деякі енергії початкової пружної хвилі перетворюється на нові типи. Наприклад, деякі енергії первинної хвилі, що вражає поверхню, перетворюються на вторинну хвилю в другий матеріал. Цей процес працює в обох напрямках: первинні хвилі перетворюються у вторинні і навпаки.

На додаток до поширення як первинні та вторинні хвилі, пружні хвилі можуть поширюватися як "поверхневі хвилі". Більшість людей знайомі з хвилями на поверхнях рідин, але на поверхні твердих тіл також можуть існувати хвилі. Зазвичай поверхневі хвилі на твердих тілах мають властивості, які відрізняють їх від хвиль тіла. Поверхневі хвилі - хвилеподібні порушення, що рухаються на поверхні твердих тіл. Амплітуда поверхневої хвилі зменшується експоненційно в об'ємі твердого тіла. Глибина руху поверхневої хвилі обмежується приблизно однією довжиною хвилі і рухом частинок у хвилі. Поверхневі хвилі - це третій тип сейсмічної хвилі, і найважливіше, наскільки це можливо, стосуються шкідливого впливу. Рух частинок сейсмічної поверхневої хвилі є більший, ніж у первинних і вторинних хвиль і розпадається повільніше. Поверхневі хвилі створюються через режим перетворення первинних і вторинних хвиль на поверхні Землі, вище епіцентру землетрусу.

Перша оцінка місця розташування сейсмічної події, яка створила ці хвилі, проводиться на основі часу між первинними та вторинними хвилями. Обидві первинна і вторинна хвилі були створені в той же момент. Це тільки тому, що первинні хвилі швидше, ніж вторинні і що вони пройшли деяку відстань, щоб вони були розділені в часі. Оскільки хвилі пройшли ту ж саму відстань до сейсмографа, можна продемонструвати, що:

Δt - час між первинною та вторинною хвилею

S - відстань до сейсмічної події

v_p - швидкість первинної хвилі

v_b - швидкість вторинної хвилі

$$\Delta t = \frac{S}{v_{\Pi}} - \frac{S}{v_{\text{В}}} \quad (3.2)$$

тоді відстань до сейсмічної події

$$S = \frac{\Delta t}{\left(\frac{1}{v_{\Pi}} - \frac{1}{v_{\text{В}}}\right)} \quad (3.3)$$

При розрахунку відстані вище, зроблено кілька припущень про швидкість хвиль у місцевому районі, які можуть бути не виправдані. Сейсмічні хвилі, можливо, пройшли шлях швидше та більш глибоко.

3.1.1 Пружні хвилі

Всі матеріали реагують на раптовий механічний імпульс, відправляючи пружні хвилі. Удар молотка до ковадла посиляє сильні механічні спотворення, що проходять через ковадло та молот. Невелика кількість енергії молотка впливаючи на ковадло перейде в навколишнє повітря як звук.

Тверді речовини реагують на тимчасові механічні тиски одним із двох способів: вони стискаються (змінюють гучність), і вони спотворюються (змінюють форму). Кількість стиснень та спотворень в конкретному матеріалі буде залежати від сили механічного тиску і механічної жорсткості конкретного матеріалу.

Більш слабкі і більш пружні тверді речовини відчують більшу кількість фізичних стиснень та спотворень в результаті наслідків події, ніж жорсткіші тверді речовини.

Тверді речовини характеризуються їх пружними властивостями. Зазвичай проводиться вимірювання пружності - коефіцієнт Пуассона, модуль Юнга, модульний об'єм і модуль зсуву.

Модульний об'єм є мірою об'ємної жорсткості. Матеріал з малим модульним об'ємом буде стискатися легко. Матеріал з високим модульним об'ємом буде протистояти зміні свого об'єму. Вода, маючи відносно високий модульний об'єм, протистоїть стисненню. Водяна пара, однак, є газом і стискається легко. Більшість твердих речовин і рідин мають високі модульні об'єми. Більшість газів мають малі модульні об'єми.

Аналогічно, модуль зсуву є мірою твердості форми матеріалів. Матеріал з низьким модулем зсуву буде легко деформуватися, в той час як, матеріал з високим модульним зсувом буде чинити опір спотворенню. Гума є хорошим прикладом матеріалу з низьким рівнем модульного зсуву, його форма легко спотворюється. Сталь стане прикладом матеріалу з високим модулем зсуву. У газів та рідин немає модульного зсуву.

3.1.2 Компресійні хвилі

Компресійні акустичні хвилі - це хвилі тиску, які можуть поширюватися у твердих тілах, рідинах та газах. Будь-який матеріал, який можна описати як об'ємний модуль може підтримувати поширення стиснутих акустичних хвиль. Фактично властивості поширення компресійної хвилі визначаються модулем об'ємного обсягу матеріалу, через який вона проходить. Швидкість компресійної акустичної хвилі - це функція модуля об'єму приймаючого матеріалу.

Геофізики використовують зворотну швидкість стиснення: сповільнення стиснення. Типові одиниці мкс/м.

Компресійне сповільнення використовується аналітиками і геофізиками для оцінки пористості, для розрахунку механічних властивостей матеріалу та для допомоги в інтерпретації сейсмічних хвиль.

3.1.3 Зсувні хвилі

Акустичні хвилі зсуву - хвилі тиску, які розповсюджуються лише у твердих тілах. Швидкість хвилі зсуву є прямою функцією модуля зсуву матеріалу через який вони поширюються. Чим менш жорсткий матеріал (більший модуль зсуву) тим швидше хвиля зсуву.

Сповільнення хвилі зсуву використовується для обчислення механічних властивостей, для виявлення слабких або тріщинуватих зон, щоб обчислити пористість у м'яких відкладеннях та сприяти зв'язуванню сейсмічного часу до глибини.

3.1.4 Гнучкі хвилі

Гнучкі хвилі (іноді називаються дипольними хвилями) є особливим класом поверхневих хвиль. Поверхнева хвиля - це будь-яке механічне порушення, яке рухається по поверхні газу та рідини або рідини та твердої речовини. Наплинки на ставку - це приклад поверхневої хвилі.

Вимірювання ϑ_s у всіх каротажних випадках, навіть для повільних утворень, чекало на розвиток дипольних пристроїв, здатних створювати імпульс тиску в потрібному напрямку. Для отримання інформації про швидкість зсуву формування, орієнтація диполя така, що хвиля напруги, що породжується джерелом,

перпендикулярна тілу асоціації акустичних приладів. Потужна хвиля, що породжується джерелом, падає на одній стороні свердловини, а потім навпаки, коли змінюється полярність руху сигналу, струшуючи свердловину ззаду в сторону. Через свердловинну рідину частина акустичної енергії з'єднується з пластом і утворює хвилястість стінки свердловини, відома як гнучка хвиля. Зсувна хвиля поширюється уздовж стінки свердловини з переміщенням частинок перпендикулярно хвилі, як показано на рисунку 3.9.

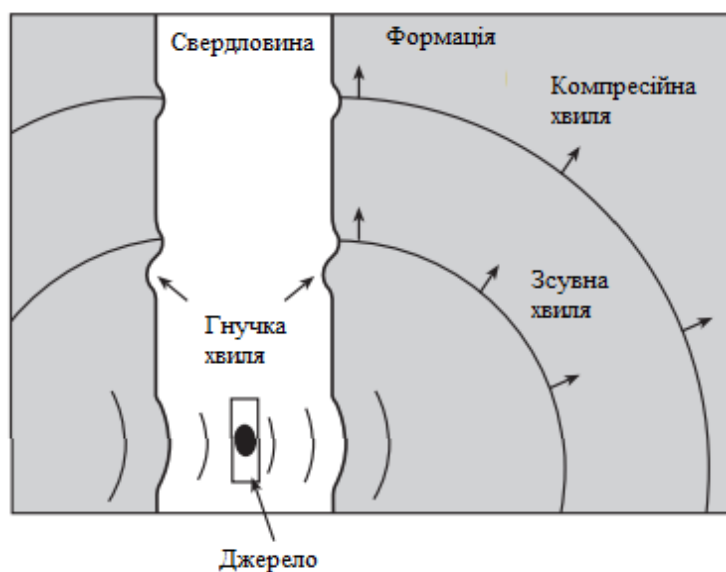


Рисунок 3.9 - Розповсюдження гнучкої хвилі

Коли гнучка хвиля проходить уздовж стінки свердловини, її зміщення виробляє вимірювану хвилю тиску в буровому розчині. Хоча гнучка хвиля аналогічна хвилі зсуву, вони не зовсім однакові. Це дисперсійна хвиля, що означає, що її швидкість залежить від частоти. Один із проявів цього видно на рисунку 3.10, який показує зміну зовнішнього вигляду гнучкої хвилі при збільшенні відстані від джерела. Тільки при нульовій частоті її швидкість дорівнює швидкості зсуву. Отже, для витягання швидкості зсуву необхідна більш складна обробка сигналу.

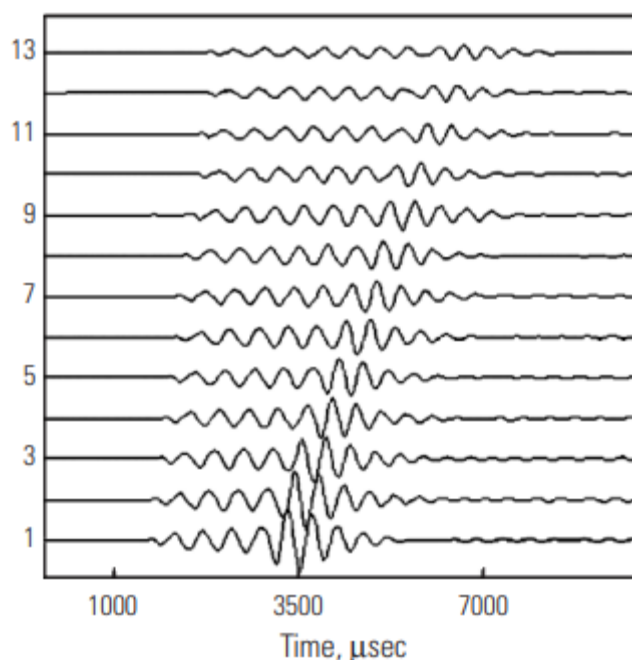


Рисунок 3.10 – Масив хвиль з акустичних приймачів 13-канального приладу

Гнучкі хвилі - хвилі, що рухаються по скелі вздовж стінки свердловини. Вони є подібними за характером, але не є справжніми зсувними хвилями. Гнучкі хвилі поширюються лише в матеріалах, здатних підтримувати модуль зсуву. Гнучкі хвилі поширюється уздовж поверхні свердловини, в контакті з буровим розчином, що не має модуля зсуву. Вплив рідини та твердого контакту на свердловину - це створення гібридної зсувної хвилі.

Основне використання гнучких хвиль, використання їх як джерела зсувних хвиль у м'яких відкладеннях. Вони також використовуються для вимірювання анізотропії азимутальної зсувної хвилі.

3.1.5 Хвилі Стонлі

Останній тип звукових хвиль, що розглядаються в свердловині, - це хвиля Стонлі. Приклад показано на рисунку 3.11. Повна звукова хвиля відображається з приладу в свердловині на відстані 60 м. Варіації, пов'язані з зміною літології та пористості, чітко видно при зсуві та стисканні. Видно, що хвиля Стонлі також має певні коливання часу свого прибуття, навіть якщо це імпульс енергії, що рухається переважно у свердловині.

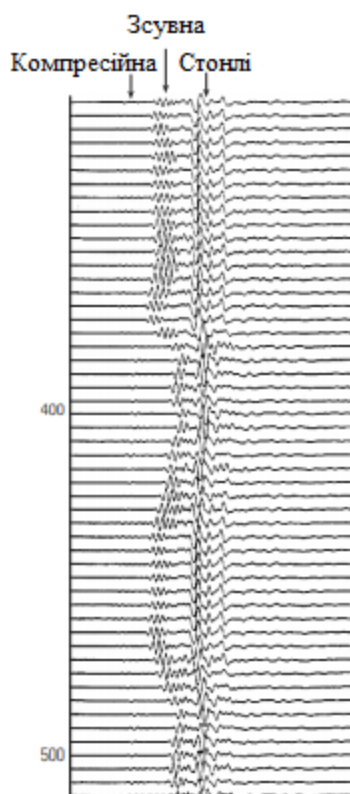


Рисунок 3.11 - Послідовність акустичних сигналів, записаних на дискретних глибинах у свердловині, на одному приймачі, показана в логарифмічному форматі

Рисунок 3.12 ілюструє основні поняття хвилі Стонлі або трубчастої хвилі. У заповненій рідиною трубці, яка має дуже жорсткі стінки, хвиля низького тиску буде рухатись як майже плаваюча хвиля при швидкості стискування рідини. Цей тип явища

відповідає за так званий водяний молоток. У цьому випадку, однак, звук виробляється через невелике спотворення стін труби, що несе воду, яка раптово зупинилася. Для свердловини, з напівжорсткими обмежувальними стінками, швидкість порушення тиску пов'язана з пружними константами стінки, а також рідиною.

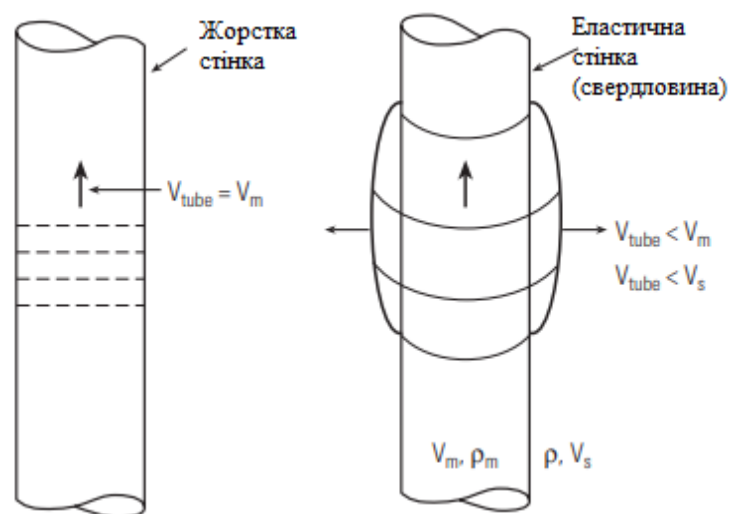


Рисунок 3.12 – Низькочастотна хвиля Стонлі у спрощеному вигляді

Хвилі Стонлі схожі на гнучкі хвилі тому, що вони поширюються в рідині, уздовж стінки свердловини. Вони є брижею ззовні бурової рідини. У безпосередній близькості від швидких утворень швидкість Стонлі різко зростає, але ніколи не рівна швидкості бурового розчину. У безпосередній близькості до дуже м'яких утворень швидкість Стонлі зростає як у гнучких хвиль.

Використовуючи зв'язки з пружною константою, швидкості трубчастої хвилі залежать від модуля об'ємів бурової рідини k_m та модуля зсуву пласта μ :

$$v_{\text{Стонлі}} = \left[\frac{1}{\rho_m \left(\frac{1}{k_m} + \frac{1}{\mu} \right)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.4)$$

Рівняння ілюструє роль жорсткості стінки свердловини при модуляції швидкості розчину.

Розповсюдження хвилі Стонлі в свердловині через пористі ділянки каменю є набагато складнішим явищем. У цьому випадку існує певний рух рідини між формуванням та свердловиною. Результатом цього руху є те, що хвиля ослаблена і її швидкість змінюється. Величина цих ефектів залежить від частоти. Експерименти на лабораторних породах підтвердили частотну залежність швидкості та сповільнення, особливо на низьких частотах. На низьких частотах також було підтверджено, що збільшуючи рухливість рідини, швидкість Стонлі зменшується, а затухання збільшується.

Хвиля Стонлі легко розсіюється грубими або нерегулярними свердловинами. Енергія Стонлі швидко розсіюється поблизу високо проникних шарів і відкритих переломів.

Основне використання хвиль Стонлі - це індикація відкритих переломів і проникності. Вони також використовуються для обчислення тривимірної анізотропії. За правильних умов це може бути використане для оцінки повільності зсуву в м'яких відкладеннях, коли відсутні дані диполя.

3.1.6 Когерентність

Когерентність - це математичний метод обчислення зворотної функції швидкості (сповільнення) в масиві хвиль (рис. 3.13).

$$\text{Сповільнення} = \frac{1}{\text{Швидкість}} \quad (3.5)$$

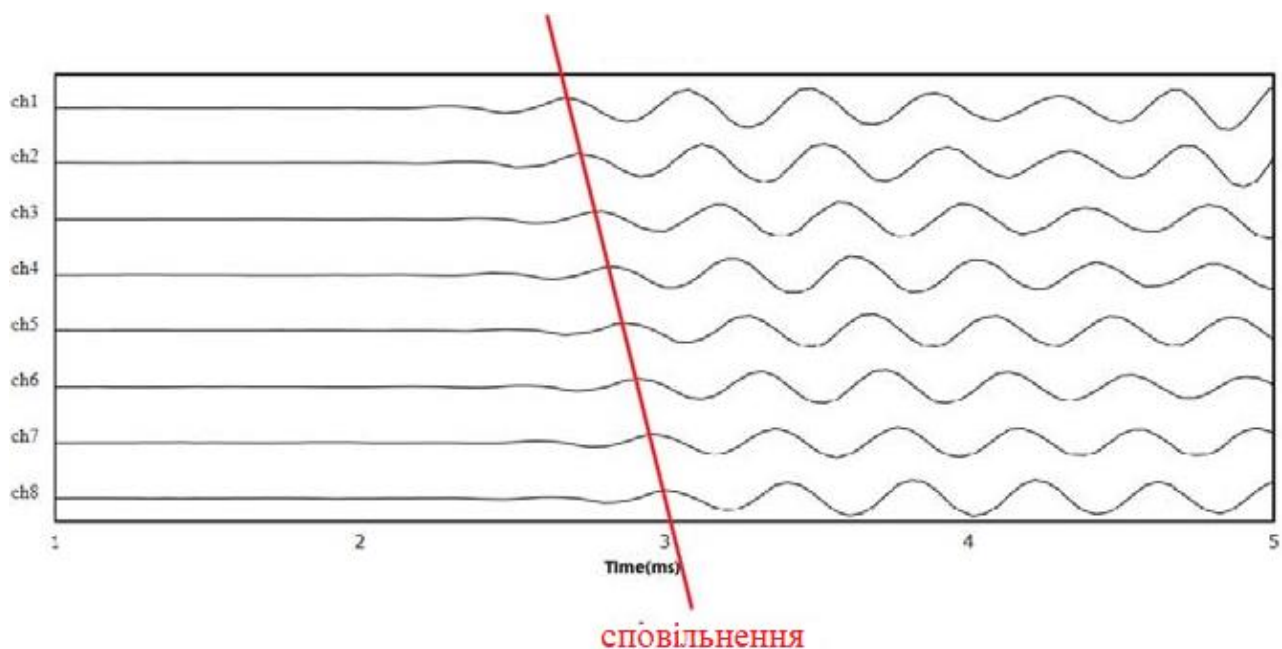


Рисунок 3.13 – Сповільнення у масиві хвиль

Акустичні хвилі підкоряються всім тим самим простим законам руху: відстань (D) пройдена акустичною хвилею є добутком її швидкості (v) та часу руху (t):

$$Distance = velocity \cdot Time \quad (3.6)$$

Цей закон, хоч простий та очевидний, є важливим для обчислення швидкості або сповільнення акустичних хвиль. Практичні акустичні прилади містять акустичні джерела та приймачі на фіксованих відстанях. Це дозволяє представити закону руху з відстанню як константою:

$$time = \frac{Distance}{velocity} \quad (3.7)$$

Перепишуючи рівняння у термінах сповільнення(s), отримаємо:

$$time = slowness \cdot Distance \quad (3.8)$$

Це рівняння є надзвичайно корисним під час акустичної обробки і визначається як «лінія каузальності». Лінія каузальності є важливою, оскільки вона визначає найбільш ранній час, коли реальна акустична хвиля з'являється на графіку сповільнення за часом. Будь-яку функцію, яка з'являється на такому графіку, можна сміливо визначити як "справжню" акустичну хвилю, розташовану праворуч від лінії каузальності. Функції, що знаходяться на відстані від лінії каузальності ймовірно є шумом або іншим артефактом обробки даних.

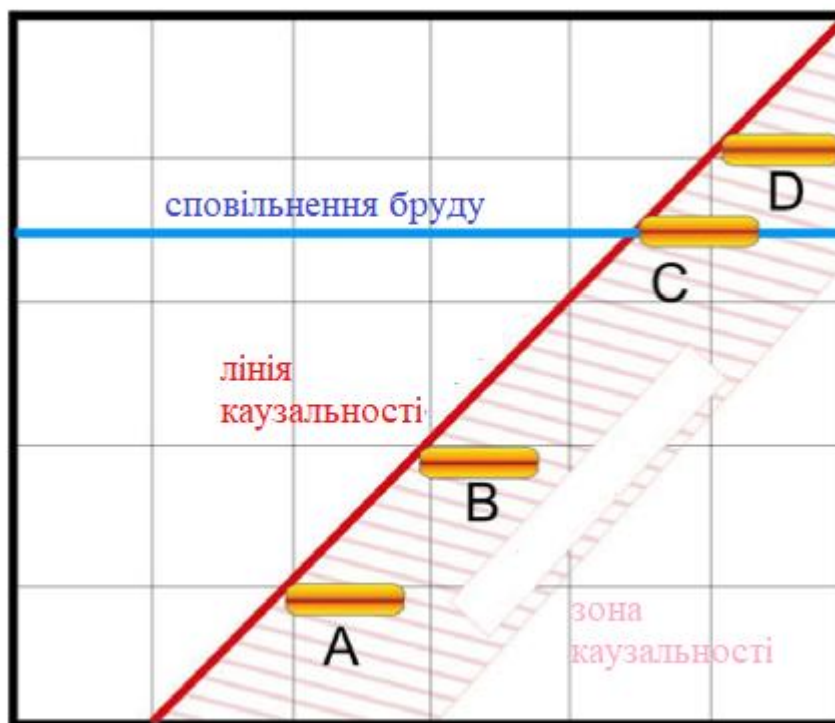


Рисунок 3.14 – Графік появи акустичних подій (залежність сповільнення від часу)

На рисунку 3.14 зображений гіпотетичний випадок накопичення акустичних хвиль у свердловині з дуже малим діаметром. Функції, що показуються як A, B, C і D, можуть представляти подію виникнення компресійної хвилі (A), подію – хвилі зсуву (B), подію

– хвилі бурового розчину (С) та подію виникнення хвилі Стонлі (D). Оскільки це все реальні акустичні хвилі, що проходять повз приймачі на конкретному акустичному приладі, кожна з хвиль, що рухається зі своїм власним сповільненням, буде з'являтися на лінії каузальності, її позиція визначається її власним сповільненням [7].

3.1.7 Модель розповсюдження хвилі

На рисунку 3.15 показано ідеалізоване представлення компресійної хвилі. Періодична зміна періоду $T(s)$ має частоту $f = \frac{1}{T}$.

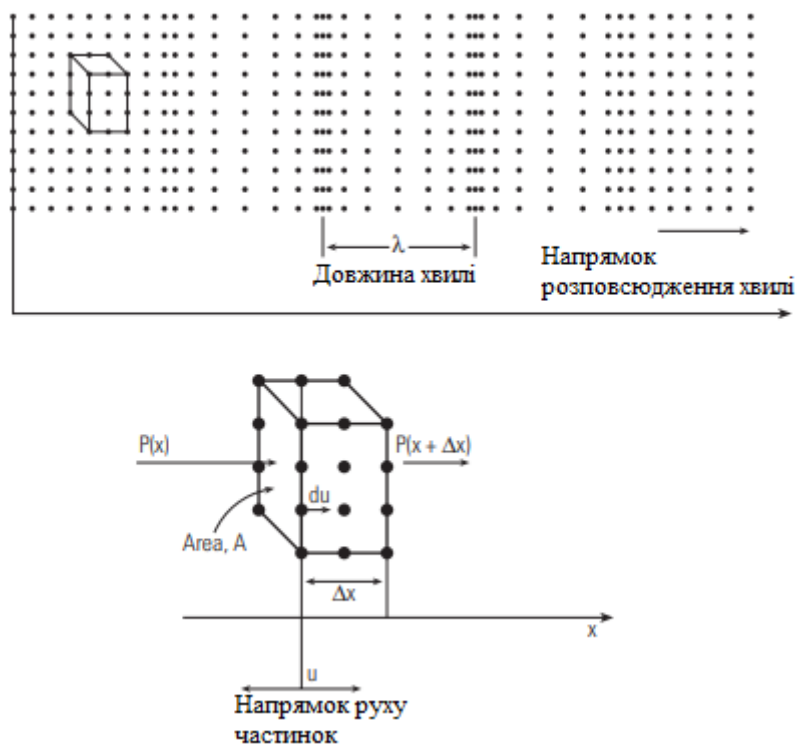


Рисунок 3.15 – Поширення одновірних хвиль в дуже жорсткому матеріалі

Це показано збільшеною щільністю частинок, яка, як видно, відокремлена довжиною хвилі λ . Розподіл λ між збуреннями стискання пов'язаний з частотою збурення за допомогою швидкості поширення v_c компресійних хвиль за співвідношенням:

$$\lambda f = v_c \quad (3.9)$$

Припускаючи, що матеріал, представлений на малюнку, може бути описаний відповідним модулем Юнга Y та щільністю ρ , ми отримаємо для випадку 1D-розповсюдження швидкість компресійної хвилі v_c . Підхід полягає в тому, щоб розглянути невеликий елемент об'єму з товщиною Δx та площею A , і написати рівняння руху для нього. Позиція x -осі означатиме місце розташування елемента об'єму, а накладена ось означає рух частинок відносно їх положення спокою x . Рівняння руху ($F = Ma$) можна виразити як:

$$F = \rho A \Delta x \frac{d^2 u}{dt^2} \quad (3.10)$$

де сила F - сила різниці:

$$F(x) - F(x + \Delta x) \quad (3.11)$$

Це, в свою чергу, може бути пов'язане з різницею тиску, розділяючи обидві сторони рівняння по площі поперечного перерізу A :

$$P(x) - P(x + \Delta x) = \rho \Delta x \frac{d^2 u}{dt^2} \quad (3.12)$$

Щоб представити це рівняння з точки зору модуля Юнга:

$$P(x) = Y \frac{\Delta l}{l} = Y \frac{du}{\Delta x} /_x, \quad (3.13)$$

$$P(x + \Delta x) = Y \frac{du}{\Delta x} /_{x+\Delta x}. \quad (3.14)$$

З попередніх двох рівнянь та визначення похідної градієнт стискання дає:

$$\frac{dp}{dx} = Y \frac{d^2 u}{dx^2} \quad (3.15)$$

Використовуючи ці відношення, рівняння руху тепер можна записати як:

$$Y \frac{d^2 u}{dx^2} \Delta x = \rho \Delta x \frac{d^2 u}{dt^2} \quad (3.16)$$

$$\frac{d^2 u}{dt^2} = \frac{Y}{\rho} \frac{d^2 u}{dx^2} \quad (3.17)$$

яке визнається як хвильове рівняння. Швидкість поширення хвилі представляється квадратним коренем співвідношення констант пружності:

$$v_c = \sqrt{\frac{Y}{\rho}} \quad (3.18)$$

Проте ця швидкість поширення є особливим випадком, оскільки для загального випадку це:

середовищі 2. Це буде характеризуватись швидкістю ϑ_{p2} , яка в цьому випадку вважається більшою, ніж швидкість у середовищі 1. Як фронт хвилі в точці С, в першому середовищі, проходить відстань x до інтерфейсу, позначеного у точці В, порушення компресії у середовищі 2 буде розширюватися до радіуса, більшого за x , за фактором $\frac{\vartheta_{p2}}{\vartheta_{p1}}$. Таким чином, точка з позначкою D буде в фазі з новою хвилею, що починається з В.

Результатом є те, що падаюча хвиля, яка зробила кут i відносно нормального падіння, буде розглядатися як вихід інтерфейсу з новим кутом r . Співвідношення між ними регулюється відношенням швидкості в обох середовищах:

$$\frac{\sin i}{\sin r} = \frac{\vartheta_{p1}}{\vartheta_{p2}} \quad (3.20)$$

відомим як закон Снелла. Одним з цікавих аспектів цього взаємозв'язку є те, що якщо кут падіння i стане досить великим, то заломлена хвиля буде рухатися паралельно поверхні інтерфейсу. Цей критичний кут падіння, $i_{\text{критич}}$, визначається за допомогою:

$$\sin i_{\text{критич}} = \frac{\vartheta_{p1}}{\vartheta_{p2}} \quad (3.21)$$

Хвилі, які критично заломлюються і рухаються вздовж кордону, називаються головними хвилями. Коли вони рухаються уздовж інтерфейсу, вони випромінюють енергію назад у вихідне середовище. Саме це явище дозволяє виявляти звуковим пристроєм в центрі свердловини - акустичну енергію, яка перш за все поширюється в пласті [9].

Крім пористості, інші властивості породи, такі як літологія та навколишні ефекти, такі як тиск, можуть бути важливими факторами, що визначають акустичну швидкість компресійних та зсувних хвиль. Швидкість розповсюдження акустики є досить

складним явищем, ніж це передбачало б просте рівняння середнього часу. Огляд літератури показує, що компресійні акустичні швидкості в гірських породах залежать в першу чергу від шести факторів: пористості, складу або літології, стану напруги, температури, рідинного складу для насиченої пористої породи та текстури гірських порід. З цього переліку температура є найменш важливою. Одним з важливих впливів на акустичну швидкість є ефективний стан напруги породи. Хоча ця умова рідко відома з будь-якою точністю для фактичного формування, доцільно наблизити її до диференціального тиску, який є різницею між обмежувальним тиском і поровим тиском. Щоб вивчити вплив стресу на швидкості, зразок може бути розміщений у спеціальній комірці. Зразок повністю закритий гумовою оболонкою, яка оточена рідиною, тиск якої може змінюватися, щоб виробляти еквівалент тиску надлишкового навантаження. Існує додаткове з'єднання, що дозволяє зв'язуватись з рідиною, яка насичує пористий зразок. Таким чином, тиск порової рідини також може бути змінений, і швидкість може бути визначена як функція різниці двох тисків.

Вплив пористості на швидкість стиснення ряду зразків пісковика можна побачити на рисунку 3.17. Пористість побудована як функція від часу проходження, а пряма - це середнє по часу для даних. Ці виміри проводились без обмеження тиску, а розкид може представляти й інші важливі фактори, такі як текстура.

Ефект матриці чітко видно на рисунку, в якому зображена пористість залежно від часу проходження для зразків кварцу та кальциту. Матрична швидкість кальциту дещо перевищує кварц, як показано на рисунку 3.18.

Зведення деяких швидкостей рідини та матриці для компресійних та зсувних хвиль наведено в таблиці 3.1.

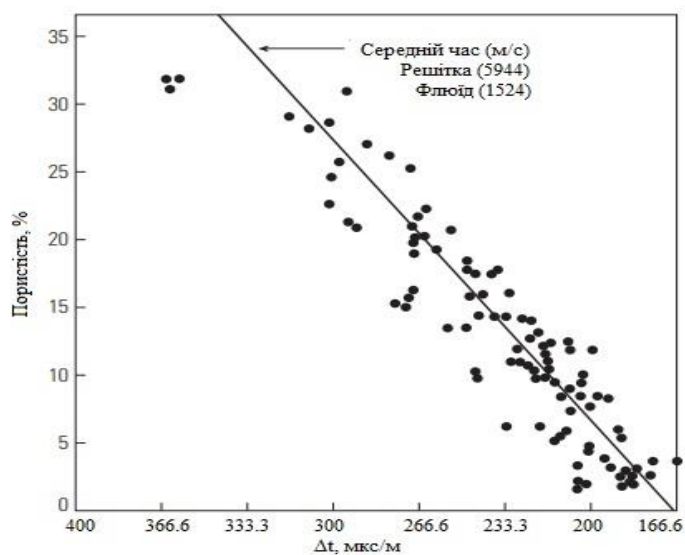


Рисунок 3.17 - Вплив пористості на час проходження стиснутого повітря для зразків пісковика [11]

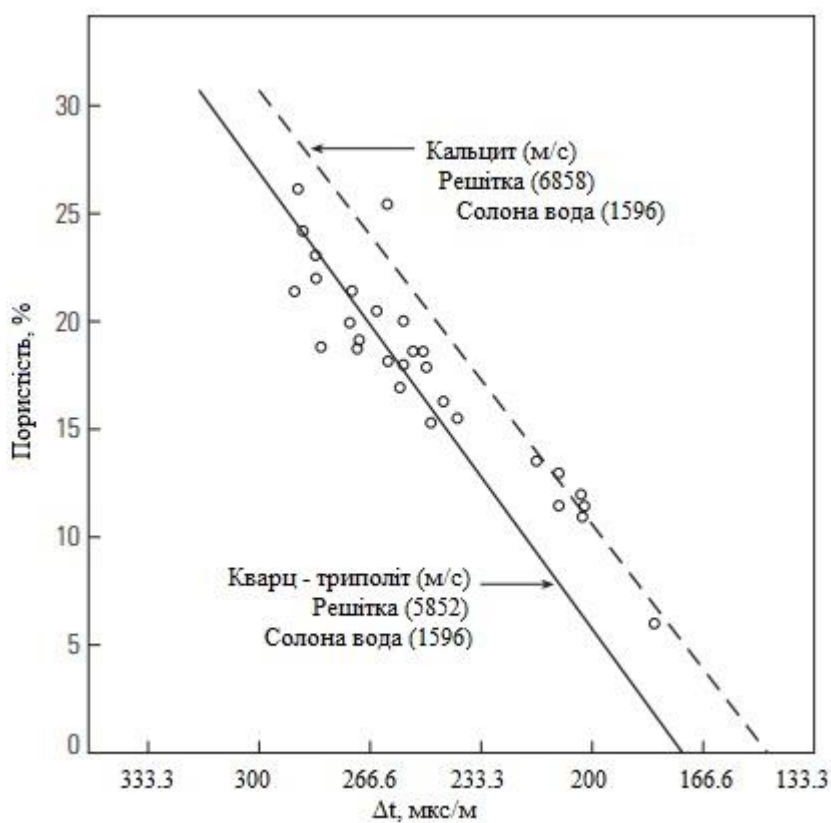


Рисунок 3.18 - Вплив складу горних порід на зв'язок між пористістю та часом проходження [12]

Таблиця 3.1 – Акустичні швидкості для різних матеріалів [12]

Непористі тверді матеріали		V_c (м/с)	V_s (м/с)
Ангидрит		6.096	3.474
Кальцит		6.126	
Цемент		3.657	
Доломит		7.010	3.870
Граніт		6.004	3.413
Гіпс		5.791	
Вапняк		6.400	3.383
Кварц		5.760	3.657
Сіль		4.572	2.438
Сталь		6.096	2.895
Водонасичені пористі породи			
	Пористість		
Доломити	5-20%	6.096-4.572	3.352-2.286
Вапняки	5-20%	5.638-3.962	2.895-2.133
Піщаники	5-20%	5.029-3.505	2.895-1.828
Пісо	20-25%	3.505-2.743	1.219-0.518
Сланці		2.133-5.181	
Рідини			
Вода (чиста)		1.463	
Вода (100 мг/л NaCl)		1.584	
Вода (200 мг/л NaCl)		1.676	
Буровий розчин		1.737-1.097	
Нафта		1.280	

Продовження таблиці 3.1

Гази			
Повітря (сухе або вологе)		0.335	
Водень		1.295	
Метан		0.457	

Для вивчення впливу повного обмежувального тиску на швидкість, вимірювання проводяться з поровою рідиною при атмосферному тиску, а обмежувальний тиск (тиск у рідині, що оточує гумову оболонку), змінюється. Результат цього виду вимірювань у зразках трьох основних типів літології показаний на рисунку 3.19. Значні зміни швидкості відзначені: майже 20% у випадку з пробами піщовика, але менше 10% для вапняку.

Окремі ефекти обмеження тиску та порового тиску досліджуються шляхом вимірювання швидкості для різниці порового тиску та перевантаження. Приклад такого типу даних наведено на рисунку 3.20.

Верхній графік показує варіацію швидкості як функцію тиску перевантаження за допомогою пористої рідини при атмосферному тиску. Інші три графіки, однак, стосуються випадків, коли тиск пористої рідини відстежувався або був трохи меншим, ніж тиск надлишкового навантаження. Майже горизонтальна лінія для $\Delta P = 0$ вказує на те, що до першого порядку, якщо обмежувальний тиск і поровий тиск рівні, то середні еластичні властивості зразка не змінюються в порівнянні з станом без збурення. Спостереження можна узагальнити, зазначивши, що швидкість стискання збільшується для збільшення тиску навантаження і зменшується для збільшення порового тиску.

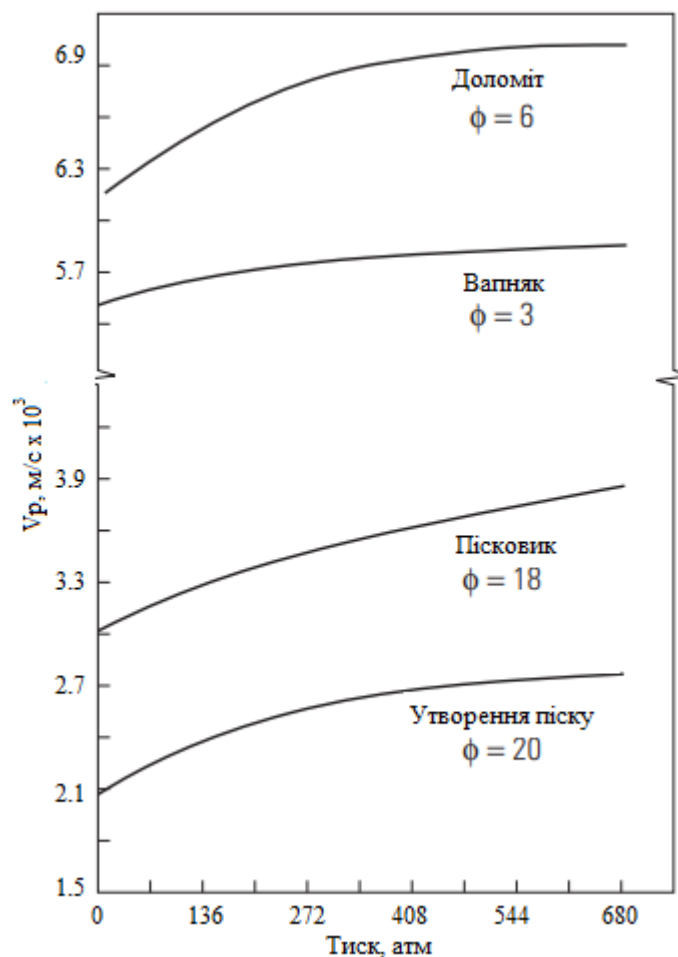


Рисунок 3.19 - Швидкість компресії для декількох зразків порід як функція обмеження тиску [12]

Порові рідини впливають на акустичні швидкості, через середнє представлення даних, не дивно, побачити різницю швидкості на рисунку для трьох різних типів порових рідин: вода, гас і повітря. Проте величина зміни швидкості, як функція диференціального тиску на зразок, залежить від рідини. Ще більш вражаючою є зворотня поведінка швидкостей стискання та зсуву.

Порова рідина здійснює вплив на швидкості стискування та зсуву пористих порід при обмежених тисках. Дані наведено на рисунку 3.21.

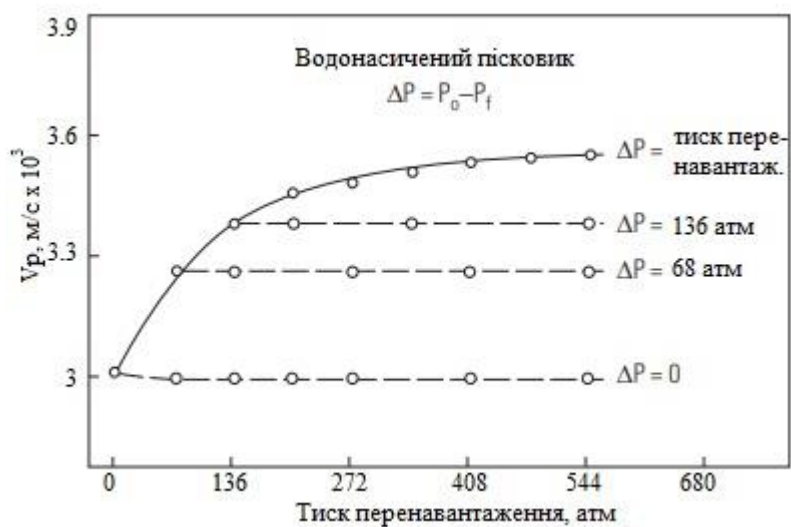


Рисунок 3.20 - Вплив диференціального тиску на швидкість стискування [13]

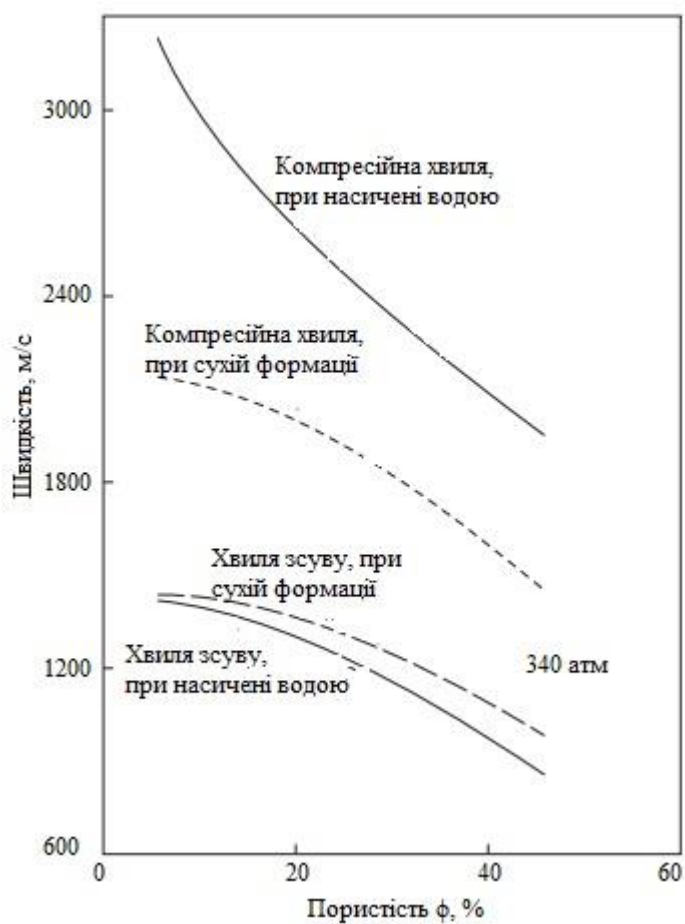


Рисунок 3.21 - Графік впливу екстремумів насичення води на швидкості компресійної та зсувної хвилі в залежності від пористості

Перший висновок, який можна зробити з цих даних, полягає в тому, що ефект насичення води буде найбільшим для компресійних хвиль. Поведінка зсувних хвиль практично не змінюється при розглянутих двох екстремальних умовах. Це відбувається тому, що рідини не підтримують зсувну хвилю. Однак, при особливо низькій пористості, швидкість стиснення досить чутлива до насичення води. Різниця в поведінці хвиль зсуву та компресії природним чином призводить до техніки розрізнення газоносних формувань. Співвідношення двох швидкостей можна використовувати як індикатор газу.

Якісне пояснення цього ефекту можна отримати з основних параметрів, які регулюють швидкість. Швидкість зсуву регулюється співвідношенням модуля зсуву μ до щільності ρ :

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.22)$$

При фіксованій пористості, якщо вода змінюється на газ з низькою щільністю, модуль зсуву не змінюватиметься, але щільність зменшиться, що призведе до інверсії, наведеної на рисунку. У випадку компресійної хвилі виникає додаткова залежність від модуля об'єму пласта, K . Одним з виразів для швидкості стискування є:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (3.23)$$

Як вказано вище, μ не змінюється. Проте зменшення густини повинно бути скомпенсоване зміною модуля об'єму. При фіксованій пористості заміна рідини, яка має дуже великий об'ємний модуль, газом, який є добре стискаємим, безумовно, зменшить

внесок порової рідини в загальний модульний об'єм формування. Згідно з даними, це зменшення буде домінувати за швидкістю незалежно від пористості.

Прагнучи більш реалістично визначати стан гірських порід, які, як правило, мають горизонтальні напруги, які відрізняються від вертикальних напруг, в сучасних лабораторних тестах на породах використовуються клітини з трьома осями. Пристрої здатні вимірювати криві напруги/деформації, корисні для визначення руйнування гірських порід, а також швидкості зсуву та компресії. Найпростіша форма клітини з трьох осей дозволяє додавати обмежувальний тиск незалежно від звичайної одноосної напруги. Один із способів експлуатації полягає в тому, щоб підтримувати обмежувальний тиск при зміні імітаційної напруги навантаження.

Інструктивний набір лабораторних вимірювань, виконаних на пісковнику при постійному обмежувальному тиску 30 МПа, показаний на рисунку 3.22. Нижня крива показує виміряну деформацію як функцію напруги; дві верхні криві - це нормалізована швидкість зсувних і компресійних хвиль.

Наведено три набори даних, що складаються разом, дві верхні криві відповідають швидкості зсуву та стиснення. Найнижчою є крива напруги/деформації, яка показує типову гнучку поведінку при початковому застосуванні напруги до 120 МПа. Коли напруга збільшується за межі цієї точки, приблизно до 200 МПа, деформація зростає швидше, ніж попередня лінійна тенденція в пластичній деформації. Це також відоме як пошкодження пласта. Окрім цього пункту, невелике збільшення напруги призводить до руйнування породи шляхом утворення тріщин, розломів або переломів.

У пружній зоні напруги видно, що як V_p , так і V_s , найвищі дві криві, нанесені побудовані по нормалі до початкових швидкостей, збільшуються, хоча дробна зміна швидкості зсуву дещо менша, ніж для стиснення. У районі деформації породи або пошкодження обидві швидкості вирівнюються і починають зменшуватися, оскільки починають формуватися численні мікросфери. Швидкість зсуву зменшується приблизно на 15% від швидкості без стресу перед руйнуванням зразка, після чого подальше

поширення зсуву не відбувається. Швидкість стискання також зменшується при збільшенні напруги навіть за точкою відмови.

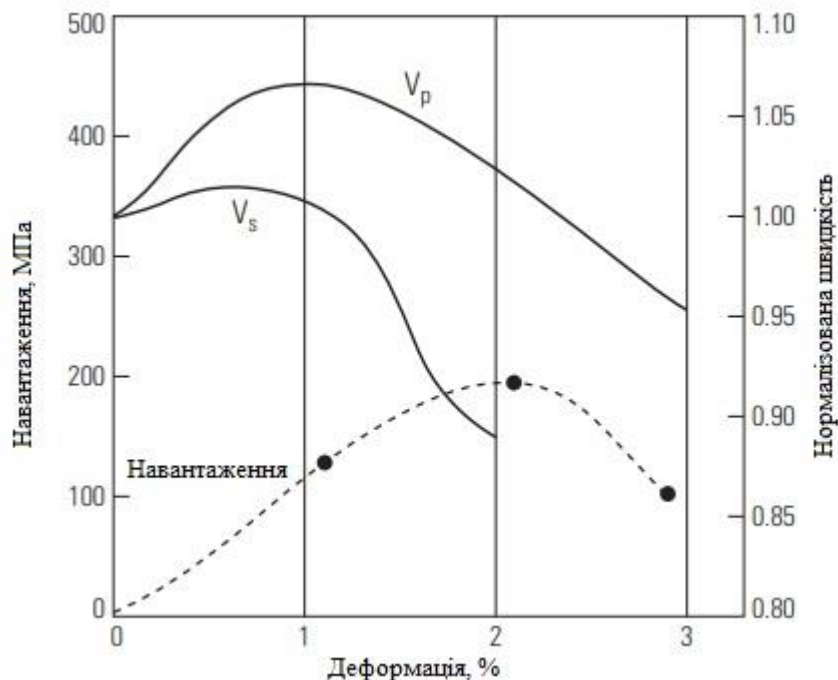


Рисунок 3.22 - Дані, отримані на зразку пісковика з триаксимальним вимірювальним пристроєм напруг [14]

3.2 Визначення літології з акустичних вимірювань

Для петрофізичних застосувань інтерпретація компресійного часу проходження до пористості залежить, частково, від знань типу породи. Це пояснюється тим, що лінійне рівняння, яке поєднує пористість із спостережуваним часом проходження, містить член, який визначається компресійною швидкістю у чистій матриці породи. Таким чином, цікаво знати тип породи.

Визначення літології з акустичних вимірювань свердловини базується на варіаціях пружних параметрів між типами порід. Ці варіації відбиваються як на швидкості зсуву, так і на компресійних швидкостях. Одним із зручних методів класифікації літології є порівняння швидкості стиснення з швидкістю зсуву, як це запропонував Пікетт. Його лабораторні та польові дані для багатьох різних утворень показали, що виміри, що відповідають вапняку та доломітам, були виявлені по лініях постійного, але різного співвідношення: $V_p/V_s \approx 1.9$ для вапняку та ≈ 1.8 для доломіту [15]. Піщаники демонстрували різницю коефіцієнта швидкості від 1,6 до 1,75, при чому верхня межа відповідає високопористим піскам під низьким ефективним навантаженням.

Компіляція польових точок Пікета була зроблена з ретельним ручним аналізом записаних хвильових каналів. За наявності рутинних швидкостей зсуву та стискування ця методика стає корисною для визначення літології та ідентифікації газу. Працюючи з оригінальними даними Пікета, Доменіко визначив співвідношення Пуассона для всіх зразків. Дані, показані на рисунку 3.23, діляться на величину коефіцієнта Пуассона (ν) як функції відношення V_p/V_s . Це показує чітке розмежування між пісковиками та вапняками, незважаючи на широкий діапазон значень, пов'язаних з цими двома породами.

На рисунку 3.24 наведено ділянку часу проходження хвиль зсуву та компресії. Це складений збір даних з чотирьох різних свердловин, що містять доломіт, вапняк, галіт і піщані утворення. Деякі з них були газовими.

Як виявлено раніше, вапняки та доломіти припадають на лінії з постійними коефіцієнтами. Пісковики наповнені водою варіюються від 1,6 до 1,8. Однак, газифіковані лежать уздовж постійного співвідношення 1,6. Для того, щоб скористатися цією можливістю, реєструючий прилад повинен мати можливість відокремити зсув від компресії.

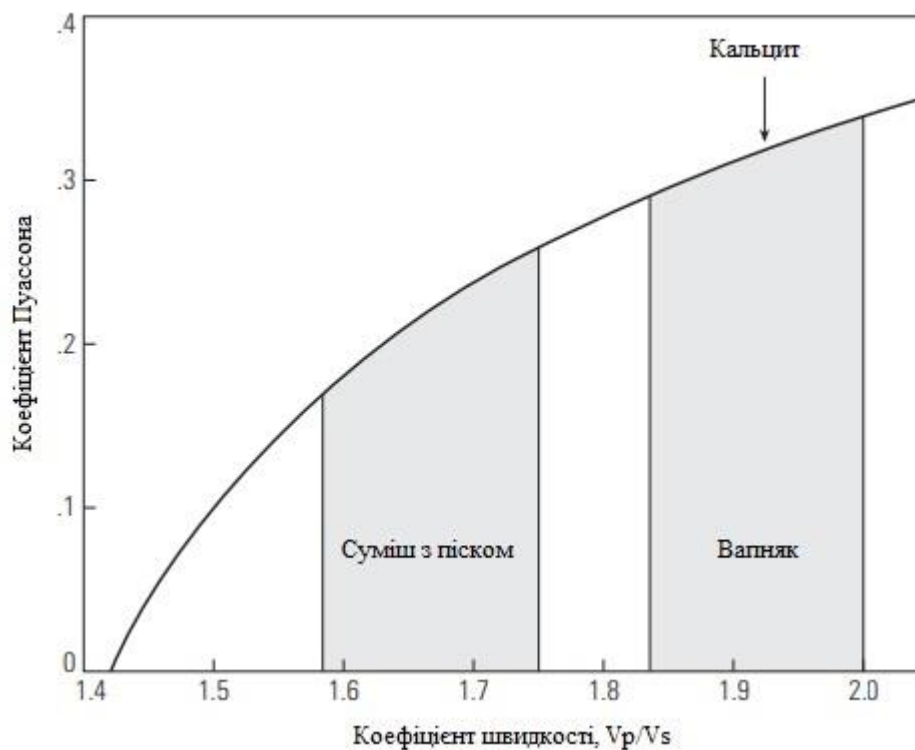


Рисунок 3.23 - Вибірка коефіцієнта Пуассона (ν) як функції коефіцієнта швидкості, V_p/V_s [15]

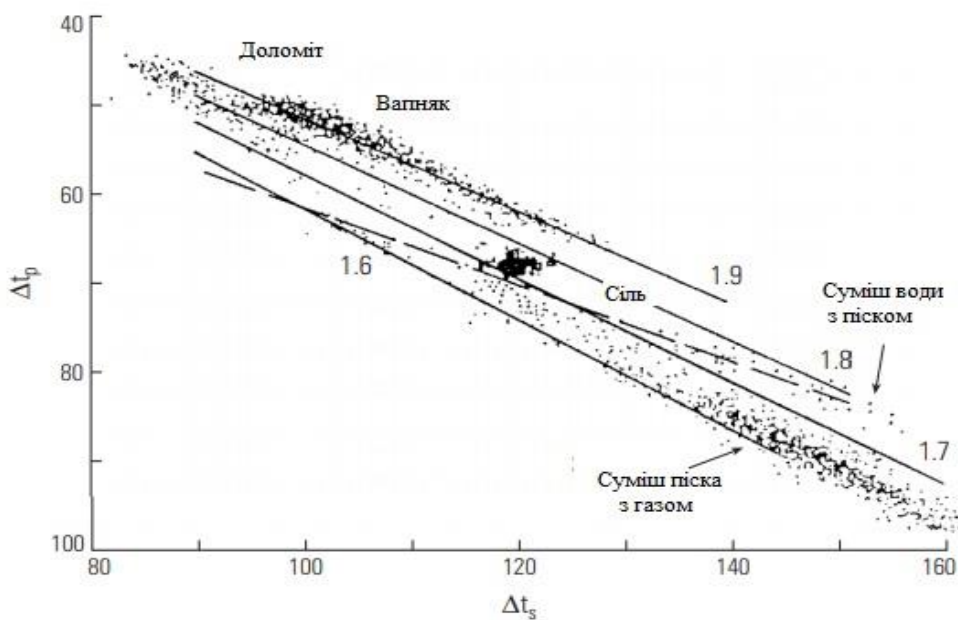


Рисунок 3.24 - Комбіновані дані про зсувні та компресійні інтервали часу проходження, запропоновані Пікетом для ідентифікації літології [16]

3.3 Технічні засоби для вимірювання часу проходження хвилі

Вимірювання простого інтервалу часу проходження або сповільнення свердловинних утворень було досягнуто за допомогою різноманітних каротажних пристроїв. Незважаючи на припущену простоту цього вимірювання, яка витягує лише частину інформації, що міститься у складній акустичній хвилі, для здійснення дійсних вимірювань в різних свердловинних умовах був необхідним ряд інновацій.

Переглянувши типовий формат акустичних записів, продуктивність приладів звукозапису контрастує з іншими чутливими до пористості пристроями, більшість з яких більш чутливі до умов свердловини. Одним з обмежень звичайних акустичних приладів є невелика глибина дослідження. Раннє вдосконалення інструментального дизайну збільшило відстань передавача-приймача. Ці довготривалі звукові прилади були розроблені для подолання збурення, викликаного зміною формації біля свердловини.

Новітні акустичні пристрої використовують масиви приймачів, як монопольні, так і дипольні, деякі з яких мають надзвичайно довгий інтервал. Обробка сигналів допомагає уникнути деяких недоліків, які виникають при звичайних звукових записах в певних умовах. Для забезпечення надійних вимірювань V_s , навіть у повільних формаціях, джерела диполя були розроблені для створення свердловинної гнучкої хвилі, з якої швидкість зсуву формування може бути витягнута з даних мультidetекторних сигналів. Крім вимірювань зсуву, нові пристрої також забезпечують вимірювання трубчастої хвилі або хвилі Стонлі. Всі ці виміри дозволяють застосування додатків за звичайною оцінкою пористості, які в основному пов'язані з властивостями породи. Вони пов'язані з виявленням і розмежуванням переломів, прогнозуванням руйнування порід або шліфуванням - корисної інформації для перфорації та для механіки свердління. Ультразвукові пристрої, що працюють в діапазоні 1 МГц, відкрили двері для акустичного зображення свердловини. Вони можуть бути використані для виявлення

природних переломів, а в іншому застосуванні - оцінки цементування крижаних свердловин.

Акустичні вимірювання засновані на створенні імпульсу тиску, який через буровий розчин подається до пласта. Два типи перетворювачів використовувались як генератори акустичних джерел, так і як приймачі. Один тип заснований на магнітострикційній поведінці певних матеріалів. Для них застосування магнітного поля викликає зменшення об'єму матеріалу. Отже, раптове застосування магнітного поля ініціює імпульс тиску, який завершується після видалення магнітного поля. Це супроводжується подальшим зменшенням об'єму.

Загальна форма магнітострикційного перетворювача, використовуваного в каротажі, - торус. Магнітне поле виробляється шляхом подачі струму на котушку, яка повністю обгортає матеріал тороїдального сердечника. Оскільки магнітострикційний матеріал також намагнічений, він може працювати як приймач. Будь-яка імпульсна компресійна акустична енергія призведе до викривлення об'єму в сердечнику і таким чином змінить магнітне поле, яке направляє нитки обмотки котушки. Ці зміни магнітного поля призведуть до створення напруги на виводах котушки, яка є репрезентативною для акустичного сигналу.

Другий тип пристрою в загальному використанні базується на керамічних матеріалах, таких як BaTiO_2 , які мають п'єзоелектричні властивості. Цей діелектричний матеріал реагує на прикладне електричне поле, змінюючи його об'єм. Типовим монопольним джерелом є циліндрична оболонка з кераміки. Застосування імпульсу напруги між внутрішньою та зовнішньою поверхнями керамічної оболонки створює подальші коливання в її об'ємі, що може спричинити порушення тиску. Як приймач, вхідна компресійна хвиля спотворює кераміку, створюючи поляризаційний заряд, який постає як напруга на обох поверхнях циліндричної оболонки.

Вихідна потужність та робоча частота обох типів пристроїв обмежені поверхнею та властивостями матеріалу. Розміри, що продиктовані проточними датчиками,

призводять до частот від 1 до 25 кГц [17]. Як передавач, застосування імпульсу напруги призводить до "дзвінка" на центральній частоті, що триває протягом декількох періодів.

Надійне вимірювання швидкості зсуву чекало на розвиток дипольного джерела. Було створено кілька ідей для перетворювачів, в тому числі електромагнітно приводимий в дію двосторонній поршень, подібний до динаміка, який сьогодні використовується. Такий пристрій, показаний на рисунку 3.25, при активації створює імпульс позитивного тиску на одній стороні приладу та негативний тиск на інший; а потім цикл обертається.

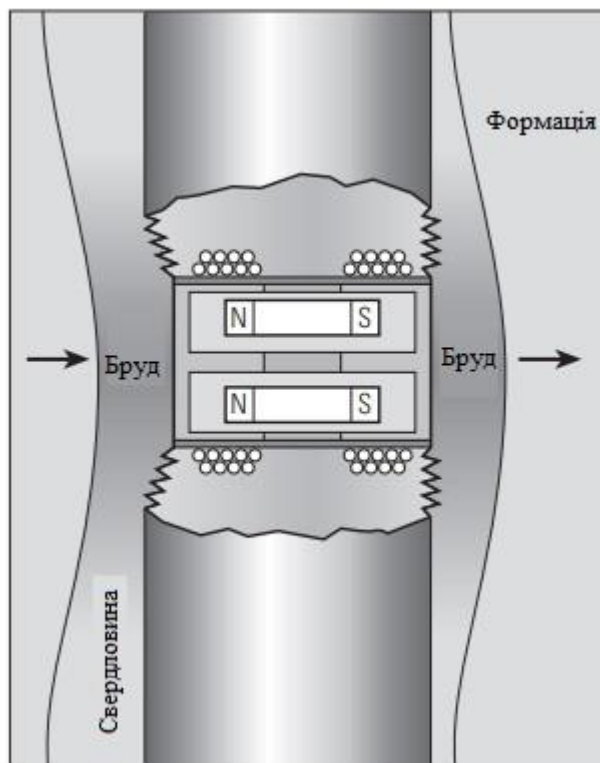


Рисунок 3.25 - Схематичне джерело електромагнітного дипольного поршня, яке викликає гнучку хвилю на поверхні стінки свердловини

Незважаючи на те, що джерело диполя також може бути побудоване з двох протилежних поетапних керамічних монопольних перетворювачів (див. рис. 3.26), вони

взагалі не здатні сполучати достатньо енергії в стінку пласта на низьких частотах для практичного використання.

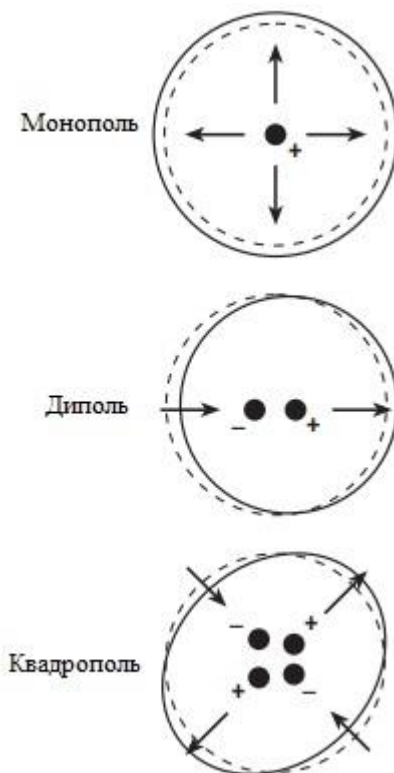


Рисунок 3.26 - Формування дипольних та квадропольних передавачів відповідними фазами монопольних передавачів

Для звукозаписних пристроїв квадропольні джерела представляють інтерес для з'єднання енергії у формуванні, а не в комірці для свердління. В принципі, вони можуть бути зібрані з чотирьох належним чином фазованих монопольних джерел. На рисунку 19.2 схематично показано розташування чотирьох монопольних джерел, які утворюють квадрополь.

3.4 Традиційний акустичний каротаж

Традиційний акустичний каротаж означає визначення тривалості проходження хвиль компресії у матеріалі, що оточує свердловину, пристроєм з двома приймачами. Вони, як правило, розташовані на відстані 1 і 1,5 метрів від передавача. Цей тип пристрою показано на рисунку 3.27. Методика полягає у вимірюванні різниці часів приходу акустичної енергії на двох датчиках. Ця різниця, поділена на відстань між двома детекторами, дає час проходження t або сповільнення (зазвичай, виражена в мс/м) для формування. Глибину дослідження цього вимірювання дещо важко визначити у випадку рівномірного утворення. Оскільки вимірюється лише час проходження першого виявленого сигналу, вимірювання буде чутливим лише до акустичного шляху, який має найкоротший час. Це, як правило, паралельно стіні свердловини і дуже близько до її поверхні. Поняття глибини дослідження стане значущим лише тоді, коли є проблеми зміни та пошкодження (обидва означають зменшення швидкості утворення біля свердловини) стінки свердловини.

Перший час прибуття може характеризувати неперервне утворення в залежності від інтервалів між джерелом і детектором, контраст між швидкістю зміненої і незайманої зони та товщиною зміненої зони. Деякі вчені намагалися визначити псевдогеометричний коефіцієнт для першого часу прибуття. Їхні результати, показані на рисунку 5.4, можна тлумачити як такі, що дають максимальну товщину зміненої зони. Глибина дослідження збільшується з інтервалом від джерела до детектора та для збільшення контрастності швидкості між двома зонами. Для звичайного звукового приладу типове значення може бути порядку 15 см [19].

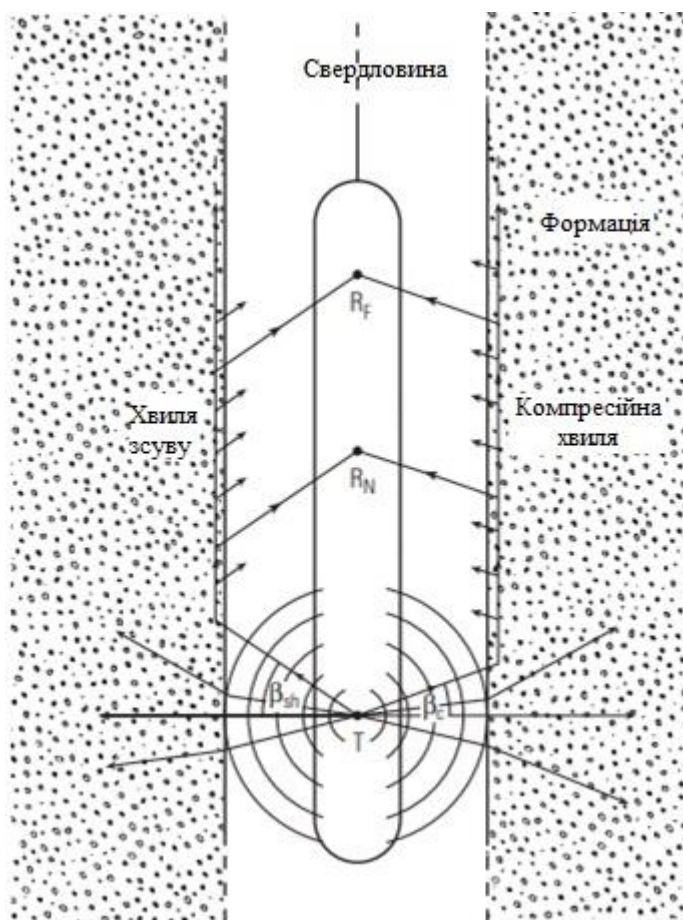


Рисунок 3.27 - Стандартний звуковий прилад в каротажній конфігурації [18]

Типовий формат презентації стандартного акустичного запису показано на рисунку 3.28. Тривалість часу проходження через формування представлена в треках 2 та 3. Збільшення часу проходження (або сповільнення) показано ліворуч, що також є тенденцією збільшення пористості. Додатковий слід складається з серії частих маленьких піпсів. Це видно на початку треку 2 на рисунку. Кожен піпс становить 1 мсек інтегрованого часу пересування: він був розроблений для співставлення часу з глибиною в сейсмічних розрізах.

Звичайні звукові записи для частин змодельованого резервуара показані на рисунку 3.29. Нижня зона складається з карбонатної секції, а верхня частина - з піску.

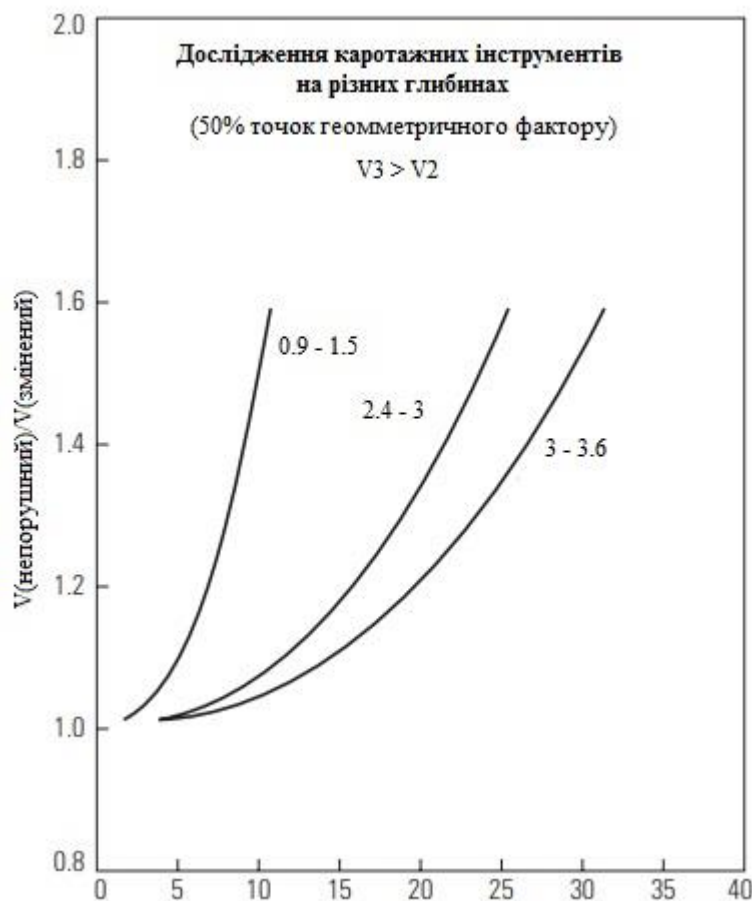


Рисунок 3.28 - Оцінки глибини дослідження для трьох типів звичайних звукових масивів [19]

Для того, щоб підкреслити чутливість звуку до пористості, надається порівняння з іншими записами за ті ж інтервали. Використання двох детекторних пристроїв із нормальним інтервалом 1 і 1.5м від передавача до приймача вносить деякі проблеми з роздільною здатністю тонких шарів, швидкість стиснення яких відрізняється від навколишнього середовища. Ця проблема розглянута на рисунку 3.30, який показує швидкий вапняковий шар, оточений повільними сланцями. Як зазначено у частині а, якщо проміжок між двома приймачами перевищує товщину шару, тоді виміряний t ніколи не досягне істинного значення, лише середньозваженого значення довжини, яке дорівнює різниці між прольотом і товщиною шару. У частині б фігури проміжок

коротший за товщину шару, для короткого розтягу значення t досягає істинного значення швидкого формування - проблеми, з якою стикається більшість приладів реєстрації.

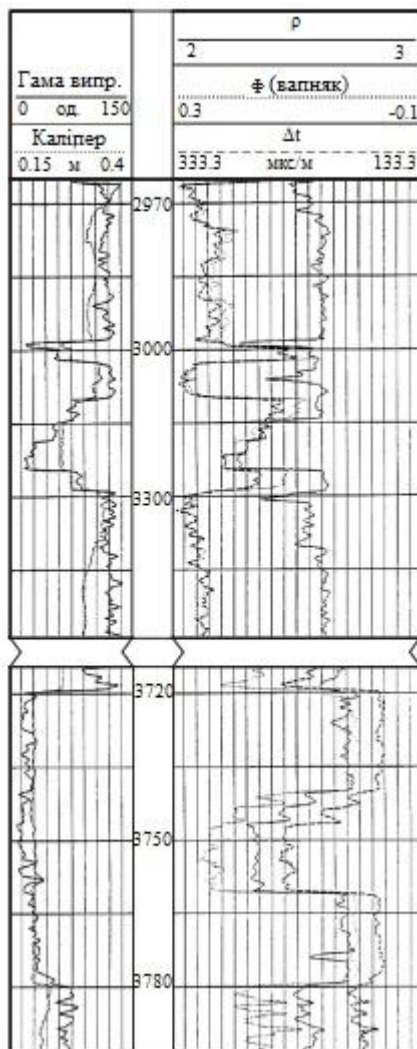


Рисунок 3.29 - Приклад інтервалу часу проходження з симульованої моделі резервуару [9]

Як показує рисунок 3.31, в області зміни розміру свердловини, звуковий пристрій з детектором одного джерела буде вимірювати аномально довгий час проходження, коли свердловина збільшується. Це є результатом збільшення часу проходження від передавача через буровий розчин до формування та назад до приймача.

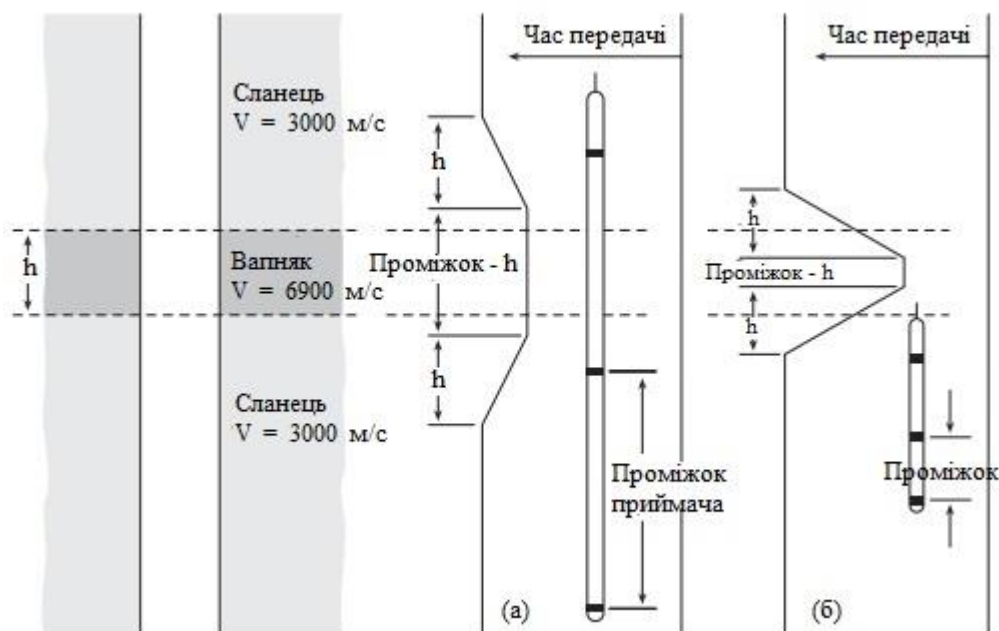


Рисунок 3.30 - Вплив відстані між двома приймачами на вимірюваний час проходження у тонкому високошвидкісному шарі [20]

Часткове вирішення цієї проблеми отримують за допомогою одного передавача та двох приймачів. Використовуючи різницю часу між двома детекторами, щоб визначити час проходження, як показано на рисунку, ефект діаметру свердловини усувається, за винятком кордонів, де "звукові сигнали" можуть з'являтися на відповіді.

Більш загальна ситуація з реєстрацією показана на рисунку 3.32. Зміни можуть бути не тільки у діаметрі свердловини, а й прилад не обов'язково сконцентрований у свердловині через відхилення свердловини та диференційне прилипання інструментальної струни. Цей більш загальний випадок може бути вирішено за допомогою двох передавачів та двох пар тісно розташованих приймачів. Здійснюються два набори вимірювань тривалості часу проходження: вгору і вниз. Завдяки усередненню двох результатів усувається ефект існуючих нерівних траєкторій руху розчину, і вимірювання відображає час проходження формування. Прилади цього типу вважаються компенсуючими свердловину.

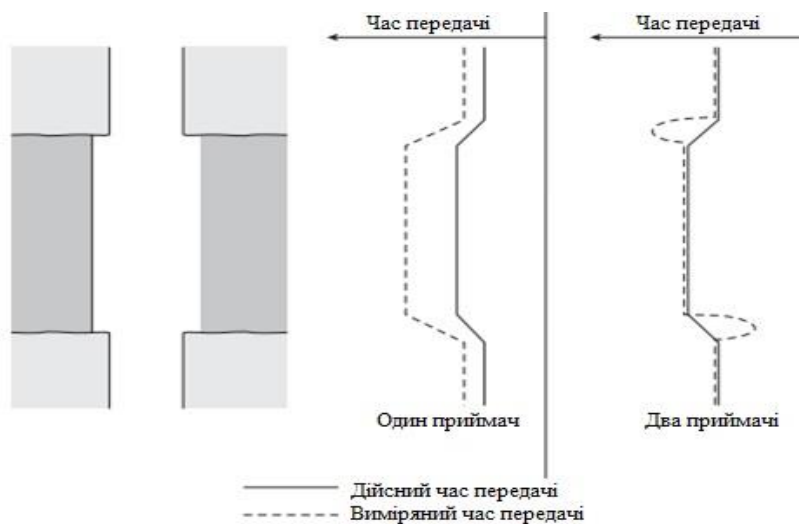


Рисунок 3.31 - Вплив на інтегрований час проходження на межі діаметра свердловини змінюється [20]



Рисунок 3.32 - Використання чотирьох детекторів для компенсації розміру свердловини та нахилу приладу [9]

3.5 Типові проблеми при вимірюванні

Незважаючи на високу продуктивність компенсуючого звукового приладу, існує декілька ситуацій, які можуть спричинити проблеми. Одна з них впливає з того, що у повільних формаціях, з дуже великими розмірами свердловин, перед приходом формування передуює безпосередній приток бурового розчину. У звичайному звуковому приладі визначається збільшення амплітуди виявленого імпульсу для визначення першого прибуття. Проте це не обов'язково є результатом сигналу від утворення. Через загальну велику контрастність формування швидкості стискування та швидкості розчину (загалом швидкість утворення може перевищувати швидкість бурового розчину в 2 рази), прибуття пласту та розділ надходження бурового розчину можна збільшити, просто збільшуючи відстань між передавачем і приймачем. Проте для даного проміжку ці два сигнали можуть перекриватися, якщо час прольоту бурового розчину до і після пласта є великим (через великий розмір свердловини). Це поняття визначено кількісно для централізованого приладу на рисунку 3.33. Площа надійних вимірювань t показана для приймачів на трьох різних відстанях: чим повільніше формування, тим менше розмір свердловини має бути для того, щоб побачити прибуття пласта перед прямим прибуттям бурового розчину. Ситуація різко покращується завдяки збільшенню проміжків.

Одним з серйозних навколишніх ефектів для звукового пристрою є пошкодження або зміна матеріалу біля стінки свердловини. Як правило, це відбувається в деяких глинах, широко відомих як набряклі глини, які набирають воду, розширюються і зазнають змін у щільності, а також швидкості. Інше джерело змін може бути викликане тріщиноплавким розладом навколо ствола свердловини, що може значною мірою змінити акустичні властивості матеріалу. Яскравий приклад колишнього типу зміни сланця наведено на рисунку 3.34, який показує час проходження, виміряний у тій самій свердловині протягом 2 місяців. Загалом час транзиту збільшився приблизно на 65 мкс/м завдяки зміні сланців. У такій ситуації перше прибуття проходить через більш повільне

середовище [22]. Це пов'язано з товщиною або глибиною зміни; час двостороннього проходження, щоб досягти більш швидке неушеоджене формування, перевищує часову різницю між ними, і, таким чином, перший сигнал, який прибуває, проходить тільки через змінену зону.

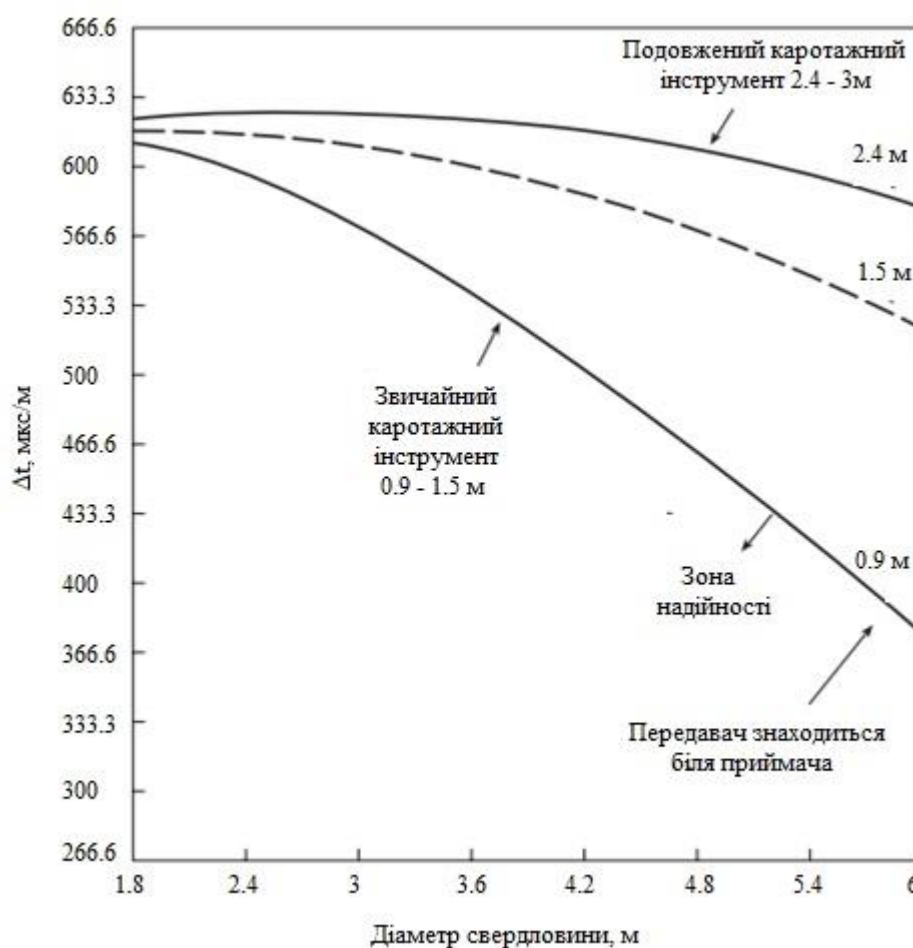


Рисунок 3.33 - Области довіри для звичайних двох приймачів, що приймають, як функція діаметру свердловини [21]

Неприємна особливість, яка іноді з'являється на акустичних записах, - пропуск циклу. Цей стан швидко визначається прискореним характером t ; очевидні зміни часу проходження в порядку 130 мкс/м. Рисунок 3.35 вказує на походження цих проблем: або схема синхронізації запускається випадковим шумом, або потужність сигналу падає

нижче очікуваного, і прибуття не виявляється поки не пройде повний цикл (≈ 130 мкс при 25 кГц).

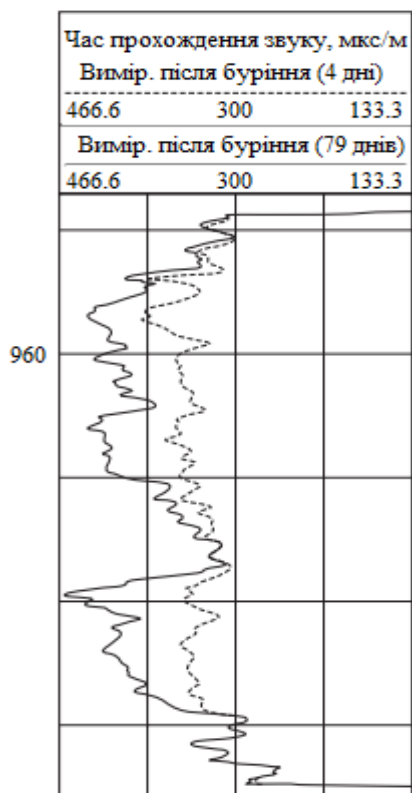


Рисунок 3.34 - Приклад реєстрації ефекту зміни пласта, що спостерігається між двома пробігами каротажу, за 75 днів пройденого часу [20]

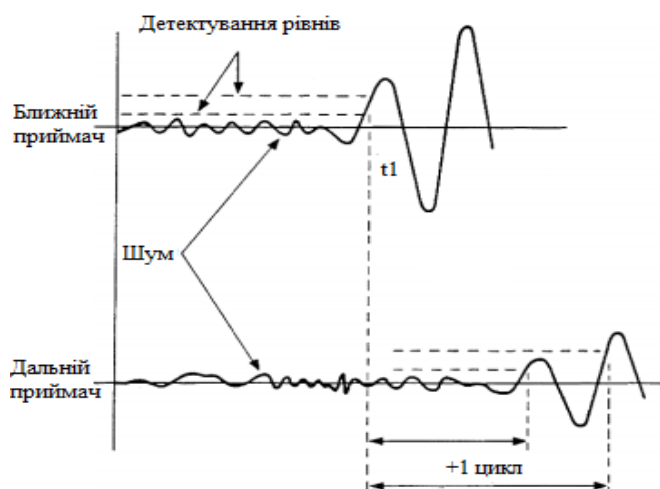


Рисунок 3.35 - Походження пропуску циклу [20]

4 МЕТОДИ ОБРОБКИ АКУСТИЧНИХ КАРОТАЖНИХ ДАНИХ

4.1 Виділення сповільнення акустичної хвилі

Метод часової узгодженості сповільнення - це математичний метод для виділення сповільнення акустичної хвилі з масиву акустичних сигналів (рис. 4.1).

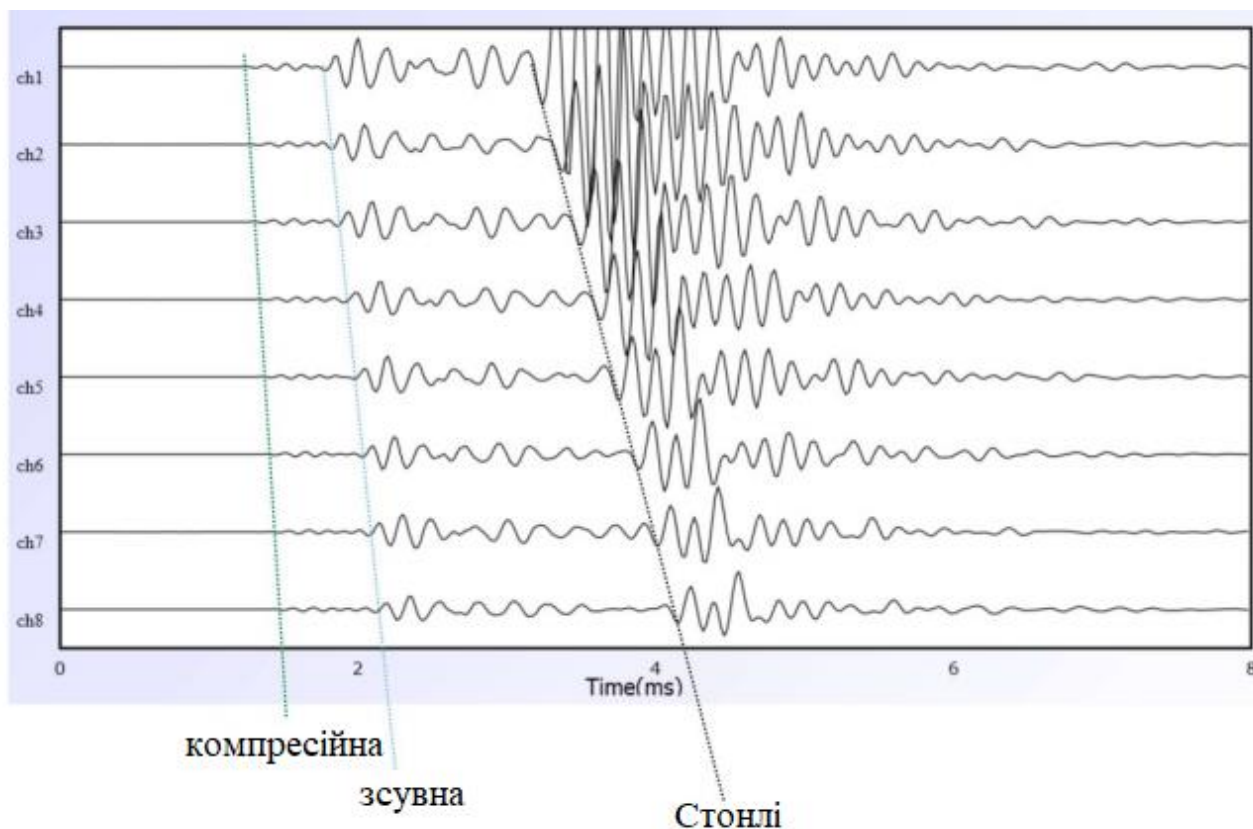


Рисунок 4.1 – Масив хвиль з акустичних приймачів 8-канального приладу

Компресійна, зсувна та хвиля Стонлі на рисунку 3.15 зображені на початку трьох прибуттів. Кути ліній означають початок прибуття, який може бути переведений безпосередньо в акустичне сповільнення. Припустимо, що компресійна хвиля перетнула перший канал у 1205 мкс, а 8 канал у 1415 мкс. Різниця складатиме 210 мкс. Відстань

між першим і восьмим каналом в приладі становить 1 м. Розподіл відмінності переміщення на 1м дає сповільнення від 200 мкс/м.

Для аналітиків непрактично на кожному з наборів сигналів розраховувати сповільнення, тому для ідентифікації подібних функцій по масиву хвиль існує математичний метод, що називається кросовою кореляцією. При обробці сигналу кросова кореляція є мірою подібності двох форм сигналу, як функції відставання часу застосована до одного з них.

Центральним крос-кореляційним методом є ідея, що може бути дві форми сигналу порівняні за подібністю. Якщо значення амплітуди кожної хвилі мають однакове значення протягом певного періоду, ці сигнали називаються "узгодженими" для цього проміжку часу. Когерентність є загальною мірою подібності у аналізі форми сигналу.

Ідеальна когерентність має значення 1,0. Випадковий шум у системі вимірювання призводить до невеликої різниці у записаних сигналах. У практичних акустичних вимірюваннях на свердловині когерентність вважається "доброю", якщо вона перевищує 0,7 і "поганою", якщо вона менше 0,4 [23].

Рівняння, яке зазвичай використовується для обчислення когерентності для акустичної хвилі в нафтовій промисловості:

$$\text{Когерентність} = \frac{1}{\omega} \frac{\sum_{j=1}^n (\sum_{i=1}^{\omega} X)^2}{\sum_{i,j=1}^{\omega,n} X^2} \quad (4.1)$$

де X – значення даних хвилі

ω – кількість осцилограм в масиві

i – номер хвилі

j – індекс даних в хвилі.

При практичному застосуванні рівняння когерентності використовується для створення графіку часової узгодженості сповільнення. Графік створюється шляхом ділення сигналу на маленькі інтервали часу або вікна. Для кожного часового вікна

рівняння когерентності застосовується для діапазону значень затримки часу. Когерентність для кожного значення затримки часу записується. У результаті значення часу затримки наноситься на осі Y, а часове вікно нанесено на осі X. Когерентність кожної з цих пар зображена на осі Z.

У акустичних розрахунках елемент часу затримки збігається з акустичним зміщенням. Процес показано на рисунку 4.2 (а). У час А відкривається невелике часове вікно. У цей час відкривається коридор у точці з мінімальним сповільненням. Далі вимірюється когерентність. Кут виходу коридору збільшується на невелике сповільнення та вимірюється нова когерентність. Цей процес повторюється до досягнення максимального сповільнення.

Результатом цього процесу є смуга зображена на графіку у точці В (рис. 4.2 (б)). У цьому прикладі блакитний позначає погану когерентність, а червоний - добру. На дисплеї масивів хвиль можна побачити, що червоний пунктирний паралелограм, що представляє собою сповільнення 100 мкс, містить вісім аналогічних форм хвиль. Також можна побачити, що інші паралелограми не містять форм хвилі, які можна класифікувати як схожі.

Висновок полягає в тому, що для восьми форм сигналу, у момент часу А, при 100 мкс/м, когерентність висока.

В результаті обробки даних за допомогою комп'ютера ми отримаємо картину зображену на рисунку 4.3.

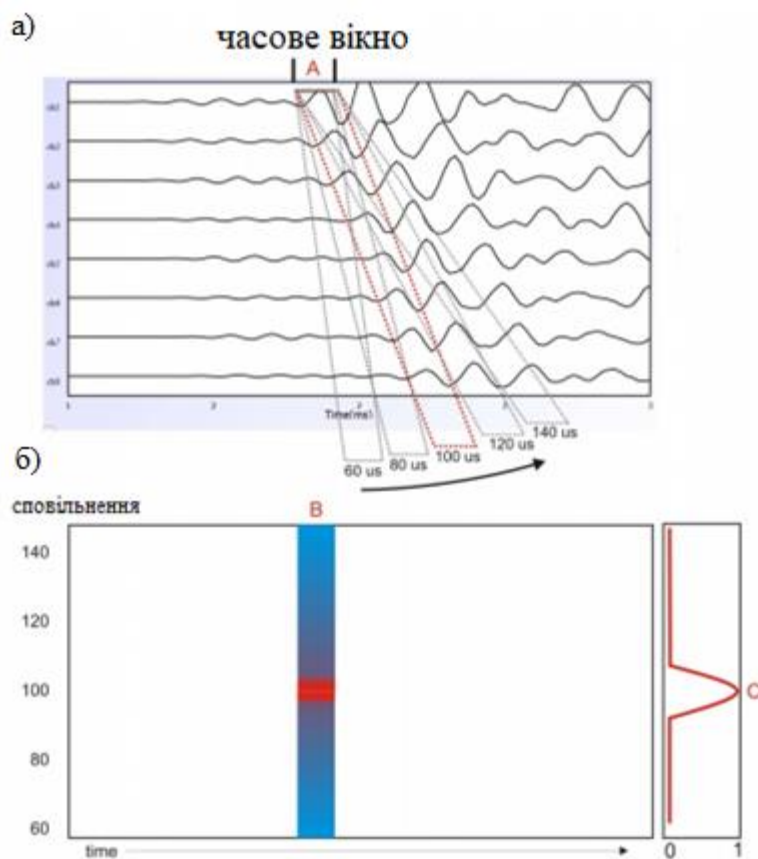


Рисунок 4.2 – а) Обрахунок часової узгодженості сповільнення; б) Результат обчислень [7]

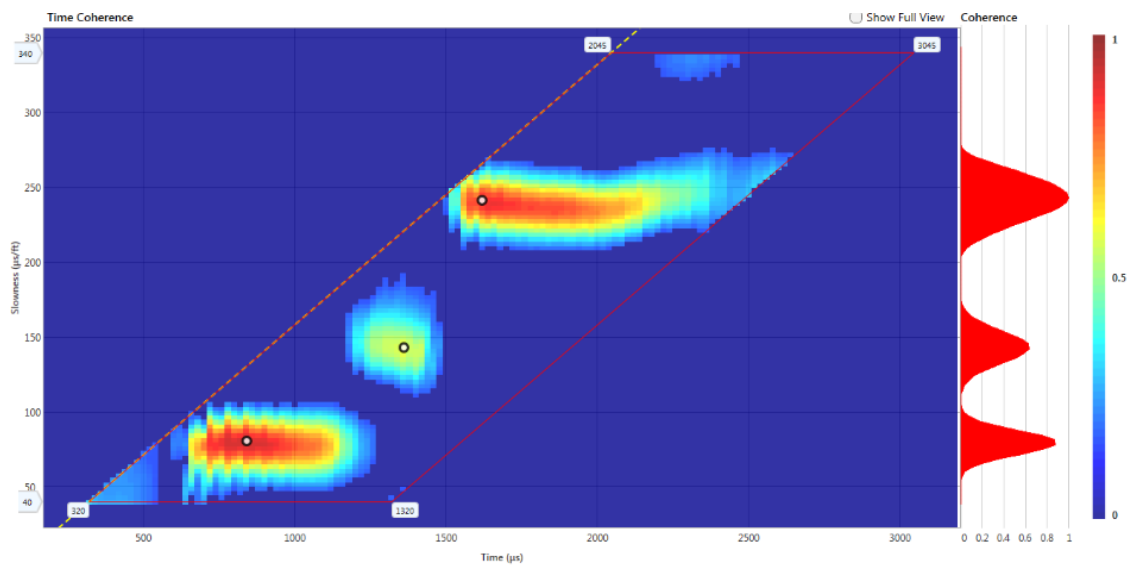


Рисунок 4.3 – Результат обробки даних методом часової узгодженості сповільнення

4.2 Методи частотного домену

Сучасні прилади для реєстрації акустики містять масив приймачів для запису даних кутових сигналів. Методи обробки масиву можуть бути використані для обчислення швидкості та затухання різних акустичних хвиль, коли швидкість змінюється з залежності від частоти. Характеристики дисперсії швидкості відіграють важливу роль при акустичному коротажі. Наприклад, шляхом проведення дисперсійного аналізу на масиві дипольних акустичних хвиль можна порівняти фактичну криву дисперсії з теоретичною кривою. Таке порівняння необхідне для оцінки конструкції та ефективності дипольного прилада. Дисперсія дипольної гнучкої хвилі також використовується для діагностики зміни форми та стрес-індукції азимутальної анізотропії. Розсіювання хвиль Стонлі використовується для аналізу проникності пласту. Методи частотного домену застосовуються для оцінки спектра дисперсної швидкості керованих хвиль.

Найбільш відомими є метод Проні та метод спектрально зваженої подібності. Незважаючи на те, що останній метод, як правило, краще, ніж метод Проні, теоретичні основи методу Проні, лінійної теорії прогнозування, є основою для розробки методу інверсії хвиль в часовій області. Метод інверсії хвилі перевершує метод подібності при отриманні сповільнення з високою роздільною здатністю, використовуючи короткі масиви.

4.2.1 Метод Проні

Припустимо, що масив спектральних акустичних даних, отриманий шляхом застосування перетворення Фур'є на акустичних записах, складається з ряду хвильових мод, як вказано

$$\tilde{X}_n(\omega) = \sum_{k=1}^p h_k z_k^{n-1}, (n = 1, 2, \dots, N) \quad (4.2)$$

де ω - кутова частота,

$z_k = e^{-i\omega s_k d}$ - комплексна експонента,

$s(\omega)$ - спектр сповільнення,

$h_k(\omega)$ - амплітуда k -ї хвильової моди.

Сума хвильових мод - p . Акустичний масив складається з N приймачів з інтервалом між приймачами d . Тепер проблема викладається як: для кожної заданої частоти треба знайти значення сповільнення для хвильових мод, щоб мінімізувати наступну помилку найменших квадратів

$$\rho = \sum_{n=1}^N (X_n(\omega) - \tilde{X}(\omega; s_1, s_2, \dots, s_p))^2 \quad (4.3)$$

Вищезазначена важка, нелінійна проблема мінімізації, особливо коли кожна частота повинна бути оцінена.

Проні визнає, що p експоненти $z_k (k = 1, \dots, p)$ є коренями характеристичного поліноміального рівняння

$$\prod_{k=1}^p (z - z_k) = \sum_{m=0}^p a_m z^{p-m} = a_0 z^p + a_1 z^{p-1} + \dots + a_m z^0 = 0 \quad (4.4)$$

де $a_0 = 1$. Помноживши обидві сторони (4.2) на a_m , зміщуючи індекс n на $-m$ і підсумовуючи навколо m від 0 до p , то, використовуючи рівняння (4.4), можна легко показати, що

$$\sum_{m=0}^p a_m X_{n-m}(\omega) = 0 \quad (4.5)$$

або

$$\tilde{X}_n(\omega) = - \sum_{m=1}^p a_m X_{n-m}(\omega); \quad (p+1) \leq n \leq N \quad (4.6)$$

де позначка \sim використовується для позначення прогнозованих хвильових даних приймача. Рівняння ґрунтується на теорії лінійного прогнозування даних масиву, яка передбачає дані n , що використовують лінійні комбінації даних з інших приймачів. Фактичний алгоритм на основі методу Проні складається з трьох кроків.

Спочатку коефіцієнти a обчислюються за допомогою рівняння (4.6), використовуючи масив спектральних даних в рівнянні (4.6).

Далі, розраховані коефіцієнти підставляються в рівняння (4.4), щоб знайти корені $z_k (k = 1, \dots, p)$, що дають значення сповільнення.

В кінці, з відомими значеннями сповільнення, комплексна амплітуда h_k для кожної моди обчислюється за методом найменших квадратів в рівнянні (4.2). Амплітуда хвильової моди вказує на її важливість.

4.2.2 Метод зваженої спектральної подібності

Метод Проні, описаний вище, має два недоліки. Перший полягає в тому, що він часто генерує хибні оцінки (моди, що мають практично нульову амплітуду). Другий полягає в тому, що метод обробляє кожну частоту незалежно, для масиву акустичних даних з кількох приймачів використовує лише кілька зразків у процесі обробки. Ці недоліки роблять метод нестійким та неточним у присутності шуму. Щоб подолати недоліки, Nolte та Huang розробили новий метод, що зважає функцію когерентності в масиві спектральних даних. Цей метод обробляє частоту шляхом зважування даних по сусіднім частотним точкам, значно збільшуючи кількість точок даних у обробці. Метод шукає пікові значення функції зваженої подібності за діапазоном значень сповільнення, щоб знайти фактичну кількість хвильових мод, усунувши невірні оцінки. Новий метод, як правило, краще, ніж метод Проні.

Спектральна подібність або функція когерентності визначається як

$$\rho(\omega, s) = \frac{|\sum_{n=1}^N X_n^*(\omega) z^{n-1}|}{\sqrt{N \sum_{n=1}^N X_n^*(\omega) X_n(\omega)}} \quad (4.7)$$

де $z = h_k(\omega) e^{-i\omega s d}$ та $*$ означає прийом комплексного спряженого. Припустимо, що спектральні дані відповідають акустичній моді з помітним сповільненням. Хвильова мода проходить через кожний приймач в масиві як:

$$X_n(\omega) = h_k z_k^{n-1} = h_k(\omega) e^{-i\omega s_k(n-1)d} \quad (4.8)$$

Ми бачимо, що якщо змінна сповільнення s досягає значення s_k , то фаза $X_n^*(\omega) z^{n-1}$ у рівнянні (4.7) не враховується, а значення подібності максимізується

(значення дорівнює 1, якщо дані є безшумними). Рівняння по суті є подібністю/когерентністю складання даних масиву в частотній області.

Щоб подолати проблему пробної вибірки у методі Проні, застосовується схема спектрального зважування, яка дозволяє враховувати інформацію про дані та зменшити шум. Для цього спектральні дані спочатку повторно обробляють для отримання більш щільних точок даних. Це може бути зроблено шляхом додавання нулів до часового домену, перш ніж застосовувати перетворення Фур'є [24]. Частота в більш щільно відібраних даних розрізняється за допомогою ω_l . Зважена функція видимості визначається як

$$F(\omega_l, s) = \sum_{j=l-m}^{l+m} W(\omega_j, \omega_m) \rho(\omega_m, s) \quad (4.9)$$

де $W(\omega_j, \omega_m)$ - вагова функція. Функція Гауса використовується для отримання максимальної ваги для частоти, яку слід оцінювати як

$$W(\omega_j, \omega_m) = e^{-\frac{(\omega_m - \omega_{mj})^2}{2\sigma^2}} \quad (4.10)$$

Ця нова функція в рівнянні - це функція подібності в рівнянні (4.7), зважена сусідніми частотними точками. Ця схема зважування з сусідніми даними значно збільшує кількість зразків даних, що використовуються при обробці, таким чином, зменшуючи шумові ефекти в даних і підвищуючи надійність та точність обробки. Кількість сусідніх точок, що підлягають зважуванню, контролюється σ , що вказує на ширину функції Гауса (рис. 4.4).

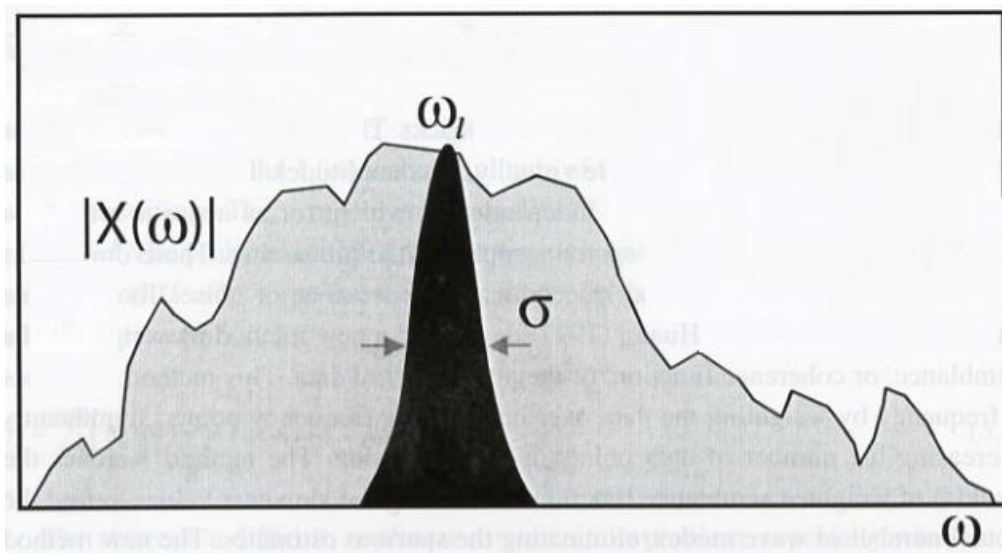


Рисунок 4.4 – Зважування спектральної подібності для даних $X(\omega)$ з застосування функції Гауса з центром на l -ій частоті ω_l . Ширина функції зважування контролюється σ [7]

Наприклад, якщо хтось хоче використовувати чотири сусідніх точки даних у зваженні, можна вказати значення σ як $4\Delta\omega$, де $\Delta\omega$ - інкремент дискретизованих даних.

Алгоритм виконання аналізу з використанням рівняння (6.8) виглядає таким чином:

1. Перетворення акустичних масивів часових серій для отримання спектральних даних $X_n(\omega)$, ($n = 1, 2, \dots, N$). Перед перетворенням Фур'є, додайте нулі в серії, щоб отримати бажану дискретизацію. Наприклад, коефіцієнт дискретизації 4 рекомендується використовувати для 512 зразків, дискретизованих за 10 мс.

2. Вкажіть бажаний діапазон сповільнення $s_{min} \leq s \leq s_{max}$. Для заданого s обчислити $\rho(\omega, s)$, а потім визначити вагу у заданому інтервалі частот навколо ω за допомогою рівняння (6.8). Для зазначеного діапазону сповільнення, знайдіть значення сповільнення s_k ($k \geq 1$), щоб максимізувати функцію зваженої спектральної подібності в рівнянні.

3. Отримати $s_k(\omega)$ для всіх значень ω у бажаному частотному діапазоні. Це дасть криву дисперсії сповільнення як функцію частоти.

4.3 Методи часового домену

Регулярна обробка зареєстрованих акустичних даних вимагає швидких та ефективних методів оцінки швидкостей формування пружних хвиль. Методи частотних доменів, описані вище, були, головним чином, діагностичними приладами, оскільки вони потребують часу та зусиль. Методи часового домену, описані нижче, широко використовуються для звичайної обробки. Існує два типи таких методів: складання когерентності сигналів з використанням подібності або розрахунку n -го кореня, а також узгодження або інверсія сигналів на основі теорії лінійного прогнозування.

4.3.1 Методи укладання когерентності хвиль

Методи укладання когерентності форми хвилі проходять двовимірну сітку (час і сповільнення) і визначають відповідний час приходу хвилі і значення сповільнення, які максимізують узгодженість укладених даних. Когерентність стосується віконної порції даних сигналу. Для методу подібності когерентність визначається як

$$\rho(s, T) = \frac{\int_T^{(T+T_w)} |\sum_{m=1}^N X_m(t + s(m-1)d)|^2 dt}{N \int_T^{(T+T_w)} \sum_{m=1}^N |X_m(t + s(m-1)d)|^2 dt} \quad (4.11)$$

де $X_m(t)$ являє собою акустичний часовий сигнал на m -му приймачі в масиві N приймачів, з відстанню між приймачами d . Вищезазначена функція подібності складається зі знаменника та чисельника. У чисельнику зворотне поширення або просунення кожної хвилі, $X_m(t)$, ($1 < m \leq N$), до першого положення приймача, застосовуючи часовий зсув $s(m-1)d$. Далі ми підсумовуємо значення N даних для

відповідних сигналів з приймача (перший приймач плюс $N - 1$ зсунутих за часом сигналів). Потім ми беремо абсолютну величину результату і квадратуємо її, а потім інтегруємо за часовим вікном $[T, T_w]$. Змінна часу T є центром часового вікна довжиною T_w . Часове вікно крокує через сигнал на певний приріст часу (на практиці, T_w , як правило, включає в себе два або три цикли хвилі, а приріст кроку становить половину від T_w). У знаменнику частина зворотного розповсюдження така сама, за винятком того, що тепер ми приймаємо абсолютне значення кожного зразка сигналу і квадратуємо його, перед тим як підсумувати його по масиву.

Розраховуючи двовимірну функцію подібності, рухаючи часове вікно T_w через частину або весь часовий проміжок хвилі, ми визначаємо деякі значення T та s , які максимізують функцію когерентності. Як показано на рисунку 4.5, в кожному положенні вікна його нахил по масиву, тобто сповільнення s , змінюється, і значення подібності обчислюється через заданий діапазон сповільнення. Повторюючи розрахунок для всіх позицій вікон уздовж осі часу, ми отримуємо поверхню подібності на 2D сітці час-сповільнення, яка називається "коррелограмою" [25]. Ця коррелограма показана як контур на рисунку 4.5. Пікові значення подібності позначають час прибуття та сповільнення акустичних хвиль, що містяться в даних масиву. Цей сценарій ілюструється для надходження зсувних хвиль у даних масиву, показаних на рисунку 4.5. Таким чином, шляхом розміщення пікових значень рівняння ми можемо отримати значення сповільнення пласту з даних масиву. За допомогою сучасних обчислювальних потужностей, рівняння може бути реалізоване для швидкої та ефективної обробки акустичних даних масиву та отримання неперервних профілів сповільнення.

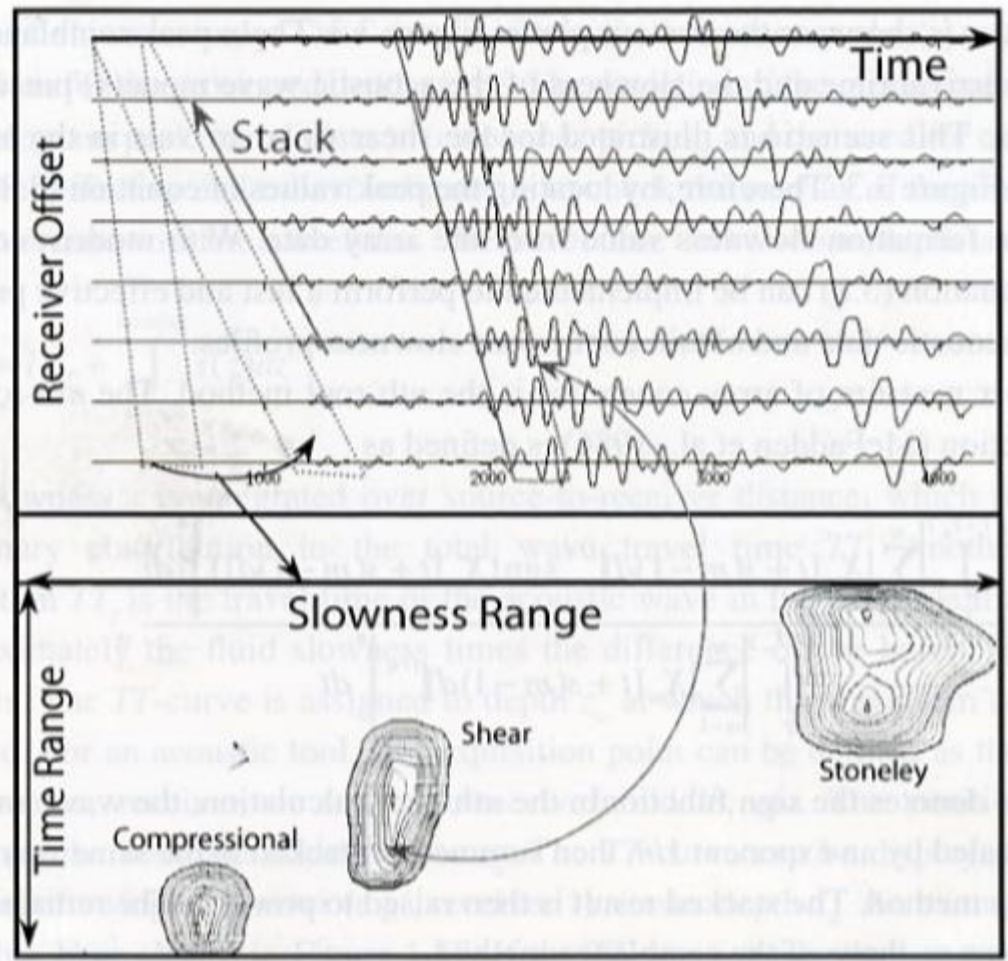


Рисунок 4.5 – Ілюстрація кореляційного порцесу [9]

Іншою мірою когерентності масиву є метод n -го кореня. N -коренева когерентна функція визначається як

$$\rho(s, T) = \frac{\int_T^{(T+T_w)} |\sum_{m=1}^N |X_m(t + s(m-1)d)|^{1/n} \text{sgn}\{[t + s(m-1)s]\}^n dt}{\int_T^{(T+T_w)} |\sum_{m=1}^N |X_m[t + s(m-1)d]|^{1/n}|^n dt} \quad (4.12)$$

де sgn позначає функцію знака в розрахунку n -го кореня, амплітуди хвилі спочатку масштабуються за показником $1/n$, а потім підсумовують або складають так

само, як у методі подібності. Результат потім приводиться до степеня n . Решта кроків є такими ж, як і в методі подібності.

Математично, подібність має пряму інтерпретацію як потужність хвильових даних, тоді як n -те укладання коренів в основному є математичною маніпуляцією. Обидва методи поділяють однакові властивості $0 \leq \rho \leq 1$. Метод подібності значно швидший за метод n -го кореня, тому що останній потребує n -ий корінь та оцінки потужності. Перевагою останнього методу є підвищення значення показника n . Метод n -го кореня може підвищити якість функції когерентності. Це пов'язано з прив'язкою до n -го кореня сигналу. Подальша кореляція високоамплітудних частин модифікованих даних загострює піки функції когерентності, тим самим підвищуючи роздільну здатність оцінки сповільнення. Значення $n = 4$ зазвичай використовується при обробці даних.

4.3.2 Контроль якості для обробки масивів хвильових даних

Після отримання сповільнення з масиву даних важливо забезпечити показники контролю якості для забезпечення якості оброблених результатів. Один із показників полягає в тому, щоб перевірити накладені значення сповільнення (максимальну кількість функцій когерентності). Помилки при зборі сповільнення або маркуванні часто зустрічаються в зонах низької якості даних або різких змін сповільнення. Збирання може також збитись з бажаної хвильової моди в інші. Отже, потрібний індикатор якості збору. Для кожного значення s сповільнення максимальне значення функції за всіма значеннями T зберігається, що дає функцію когерентності $1D$, яка називається «комбінованою корелограмою», що є функцією сповільнення. Потім корелограма накладається на значення сповільнення для оброблюваного діапазону глибини [26]. Відхилення відібраних значень від корелограми свідчить про помилкове підбирання та необхідність корекції.

Іншим ефективним та надійним показником є перевірка накладення часу прибуття, отриманого від сповільнення, на сигнал. Крива часу прибуття від глибини обчислюється за допомогою:

$$TT(z_w) = TT_f + \int_{\text{джерело}}^{\text{приймач}} s(z)dz \quad (4.13)$$

де сповільнення s інтегрується по відстані від джерела до приймача, що є основним внеском у загальну тривалість руху хвилі TT . Інший (малий) внесок TT_f - час проходження акустичної хвилі в свердловинній рідині, що приблизно дорівнює проміжку рідкого середовища помноженому на різницю між розміром свердловини та діаметром приладу. TT - крива присвоюється глибині z_w , на якій проводиться збір сигналу. Для акустичного приладу точку отримання можна визначити як розташування джерела, приймача або центру між джерелом та приймачем тощо. Положення цієї точки уздовж свердловини визначається як z_w . TT - крива може відображатися з сигналом одного приймача відносно глибини z_w (рис.). Якщо TT - крива співпадає з появою хвилі, яка використовується для генерації сповільнення, це означає, що профіль сповільнення є коректним. І навпаки, якщо крива спостерігається далеко від події хвилі, то профіль сповільнення на відповідній глибині є або неточним, або недійсним.

4.3.3 Метод інверсії хвилі

Описуючи аналіз частотного домену, ми отримали теорію лінійного прогнозування. яка стверджує, що дані будь-якого приймача в масиві можуть бути виражені або передбачені, використовуючи лінійну комбінацію даних інших приймачів.

Хоча метод Проні ґрунтується на цій теорії, метод стає нестійким у присутності шуму, оскільки він використовує лише кілька просторових зразків [27]. Однак, якщо застосувати теорію прогнозування до часової області, ми можемо значно збільшити розмір даних та підвищити точність та надійність обробки, оскільки це підвищить надмірність інформації та зменшить шумовий ефект у даних.

Спочатку представимо модифікацію теорії прогнозування, яка подвоює надмірність даних навіть у частотній області. Хвильову моду, що поширюється від першого до останнього приймача в масиві, ми можемо розглянути як хвилю, що поширюється в зворотному напрямку від останнього до першого приймача. Математично це означає, що комплексна експонент для поширення хвилі може бути записана як $z = e^{(\pm i\omega sd)}$, де + (-) позначає пряме (зворотне) поширення. Теорія прогнозування, яка передбачає пряме та зворотне поширення, стає

$$\tilde{X}_n(\omega) = - \sum_{m=1}^p a_m X_{n \pm m}(\omega), (1 \leq n \leq N; 1 \leq n \pm m \leq N) \quad (4.14)$$

5 ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ОБРОБКИ КАРОТАЖНИХ ДАНИХ

Виміряти розмір отвору при бурінні важко, оскільки динамічне середовище виключає використання механічних пристроїв. Ряд приладів для вимірювань під час буріння, використовуючих акустичні технології, є доступними для галузі. На жаль, ці прилади зазвичай мають обмежений робочий діапазон і часто інтегровані з іншими датчиками. Технічні проблеми, які можуть обмежувати використання акустичних приладів, включають:

- шум, пов'язаний із бурінням;
- точність приладу;
- надійність приладу;
- помилки, пов'язані з загасанням та виявленням сигналу;
- відцентрованість приладу;
- гранування формування;
- наявність газу.

Традиційний кабельний каротаж проводиться після видалення бурових інструментів. Цей тип каротажу проводиться на відкритій свердловині. Кабельний каротаж використовує високотехнологічне обладнання та не залежить від бурових інструментів. Для проведення каротажу необхідно стабілізувати свердловину. Далі прилад підключається до кабелю та спускається на максимальну глибину. Після цього кабель витягається двигуном в грузовиці зі швидкістю від 300 до 1800 м/г залежно від типу каротажу та записує отримані дані. Проте через нестабільність свердловини та вторгнення флюїдів виникла необхідність у приладах, які виконують різні види каротажу, зменшуючи негативні фактори. Однак в деяких випадках одного виду каротажу замало, а кожний прилад працює 4-5 годин, тобто іноді такі заміри можуть тривати 3-4 дні (для глибоких свердловин).

Протягом останнього десятиліття технології каротажу під час буріння розвивались так, що були впроваджені технічні рішення для розв'язку критичних проблем в часі та які в свою чергу забезпечили більш безпечне середовище для буріння, зниження витрат та приріст виробництва за рахунок нових приладів та технологій.

Розглянемо переваги та недоліки обох видів каротажу (таблиця 5.1):

Таблиця 5.1 – Переваги та недоліки кабельного каротажу та каротажу під час буріння

	Каротаж під час буріння	Кабельний каротаж
Переваги	Отримання даних через менший проміжок часу після проходження свердла, що означає менший вплив на вторгнення бурового розчину.	Менші та легші прилади.
	Отримання даних критичних для геологічних рішень при бурінні в реальному часі.	Отримання точної глибини, хороший контакт з свердловиною.
	Більш пристосовані до роботи в жорсткому середовищі (відхилені свердловини, горизонтальні свердловини, нестабільні свердловини).	Висока швидкість передачі даних.
	Можуть записувати в будь-якому напрямку.	Зв'язок та живлення за допомогою кабелю.
Недоліки	Великі та важкі прилади.	Потребує багато часу.
	Повільна телеметрія.	Проводиться довгий час після закінчення буріння.

Продовження таблиці 5.1

	Каротаж під час буріння	Кабельний каротаж
Недоліки	Обмежений контроль (прилади запрограмовані перед запуском)	Специфічне охоплення (оскільки прилади не обертаються).
	Працює за допомогою батарей або турбіни.	Проблема при великому відхиленні (необхідна жорстка реєстрація).
	Вібрації та ковзання.	Чутливий до стану свердловини.

Маркетингові дослідження визначили необхідність точного, дуже надійного автономного механізму вимірювань під час буріння. Здатність проводити вимірювання з порівняно великим діапазоном дії, з високим ступенем точності, вважається ключовою вимогою для створення комерційно успішного приладу. Це зумовило необхідність розробки приладу з внутрішнім процесором і трансиверами, які могли б забезпечити надійну роботу в умовах підвищеного тиску і температури [28].

Нещодавно розроблений акустико-супровідний прилад, що використовує технологію обробки цифрових сигналів, підвищив точність та оперативний діапазон у порівнянні з попередниками. Прилад може працювати окремо або інтегрований з іншими датчиками для вимірювання під час буріння. Переваги, які він має у порівнянні з іншими вимірювально-свердловими приладами, є:

- оцифровка акустичних сигналів пульс-еха;
- можливість виконувати цифрову обробку отриманих сигналів;
- можливість аналізу необроблених сигналів для виявлення аномалій.

За допомогою цих можливостей можна розробляти та випробувати багато різних алгоритмів виявлення, від простих фазових експонент до алгоритмів, які виконують методи розпізнавання образів та технології виявлення нульового перетину. Технології

обробки цифрових сигналів допомагають усунути наявність шуму та газу, а також допомагають виявити невеликі звукові сигнали.

Акустичний прилад був розроблений з власним мікропроцесором, пам'яттю, джерелом живлення та портом для комунікацій (рис. 5.1), тому він може працювати як окремий датчик. Корпус з твердосплавним покриттям, що дорівнює 18,7 см, використовується безпосередньо над зоною приймача [29]. Він захищає приймачі від стирання, а також забезпечує мінімальне відставання від стіни свердловини. Приймачі розташовані приблизно 0,4 м від кінчика штифта датчика суматора.

Інформація про розмір отвору часто може використовуватися для корекції вимірювань, включаючи гамма-випромінювання, питомий опір та інші геофізичні показники. Інформація про розмір отвору також може бути використана для визначення присутності наслідків вимивання. Отримання цієї інформації є важливим аспектом аналізу даних, який часто не вистачає.

Прилад з акустичним каліпером використовує три ультразвукових трансивера, рознесені на відстані 120° , які передають та приймають акустичні сигнали для розрахунку розмірів свердловини та обчислення еліптичності (рис. 5.2). Динамічні напрямні дані, отримані з датчиків магнітометра та акселерометра, допомагають визначити еліптичність.

Як показано на рисунку 5.3, датчик передає ультразвукові хвилі до стінки свердловини. Хвилі поширюються через буровий розчин і відображається стінкою свердловини. Тоді відображені хвилі приймаються перетворювачем.

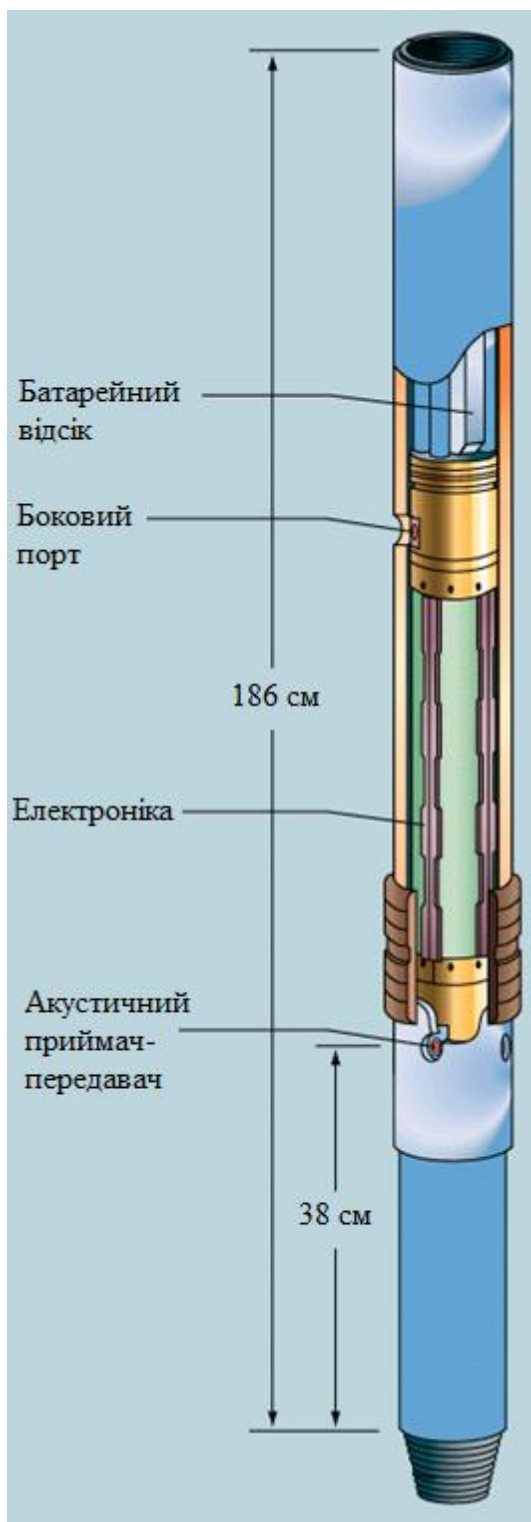


Рисунок 5.1 – Акустичний каліпер

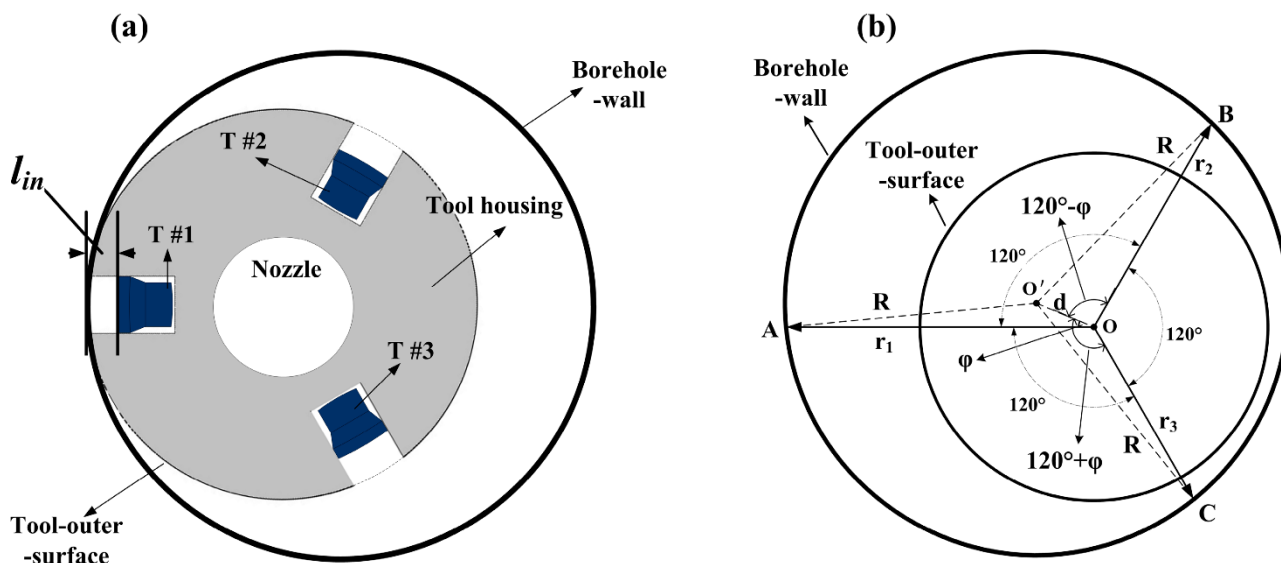


Рисунок 5.2 – Положення приладу у свердловині [23]

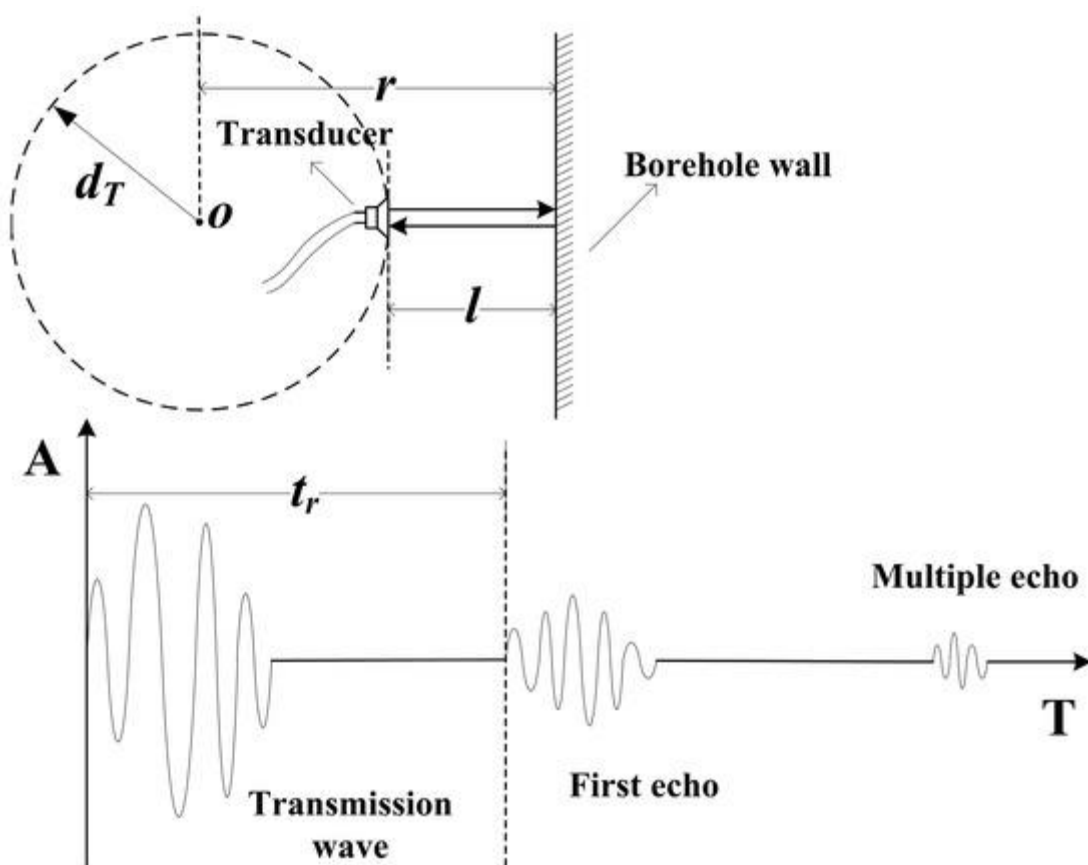


Рисунок 5.3 - Діаграма системи вимірювання ультразвукової дистанції імпульсно-ехо-режиму [23]

Каліпери запускаються в нафтових свердловинах, щоб отримати заглиблення та розлами пробурених утворень та виміряти геометрію свердловини для обчислення необхідного обсягу цементу для корпусу. Чотиригранні та шестигранні - це два поширені типи каліперів, що працюють у нафтових свердловинах [30]. Чотиригранний прилад вимірює діаметр в двох ортогональних напрямках. Отже, декілька функцій, включаючи утворення жолобів, вимивання та овалізацію, можна інтерпретувати за допомогою цих даних (рис. 5.4).

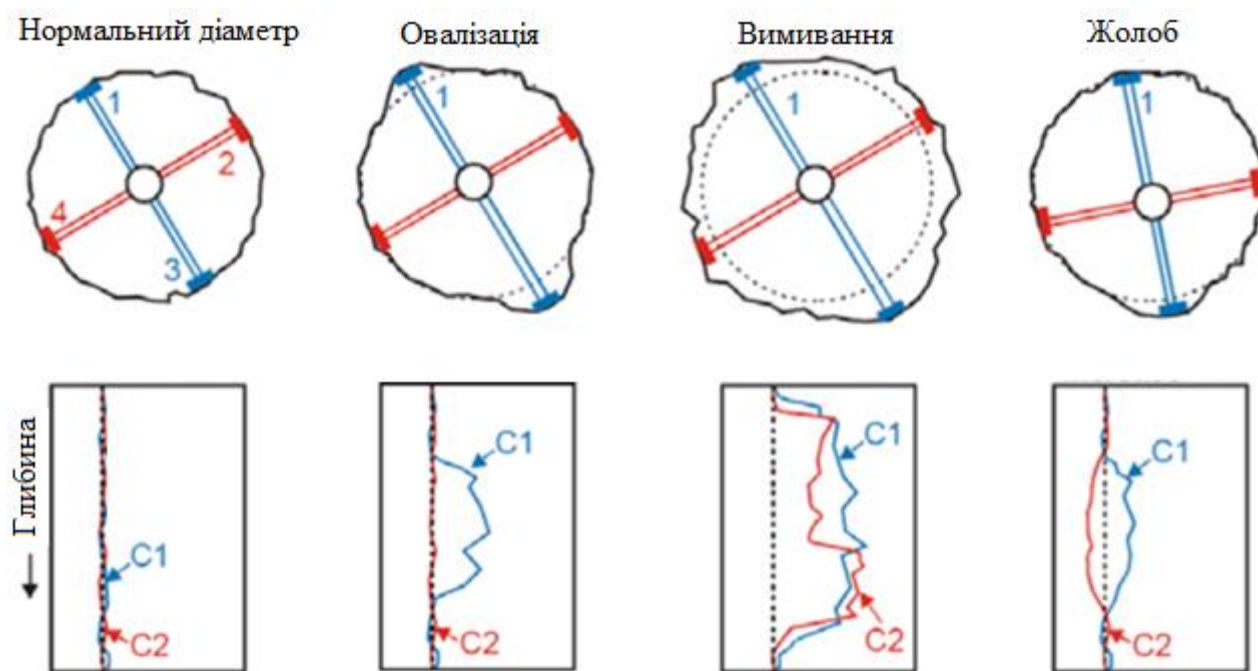


Рисунок 5.4 - Моделювання різних типи збільшення свердловини

На рисунку 5.5 зображені амплітуди сигналів з чотирьох приймачів на глибині 600 м. Як видно з рисунка приймач-передавач D отримав зворотній сигнал з амплітудою дуже близькою до початкового сигналу.

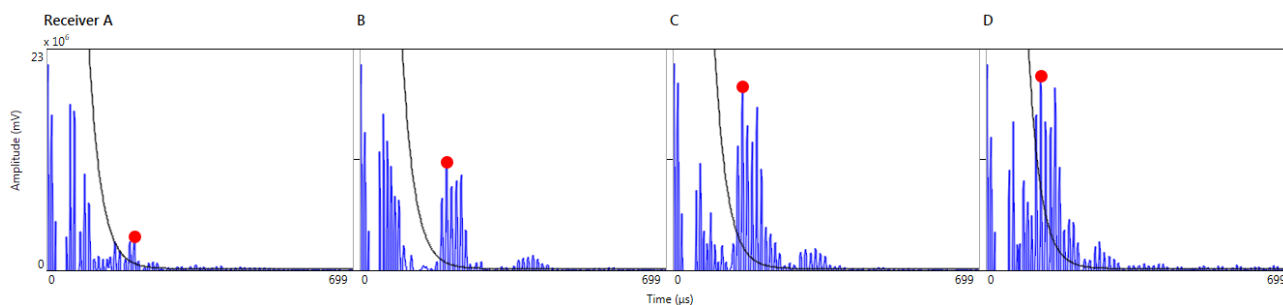


Рисунок 5.5 – Сигнали отримані з акустичних прийомо-передавачів

Такі дані можуть бути хибними, бо такі результати ми можемо отримати коли прилад притиснутий до стінки свердловини (рис. 5.6). Таким чином, коли ми обробляємо великі масиви даних з усіх глибин, піки можуть бути визначені не правильно, та ми про це можемо не дізнатись.

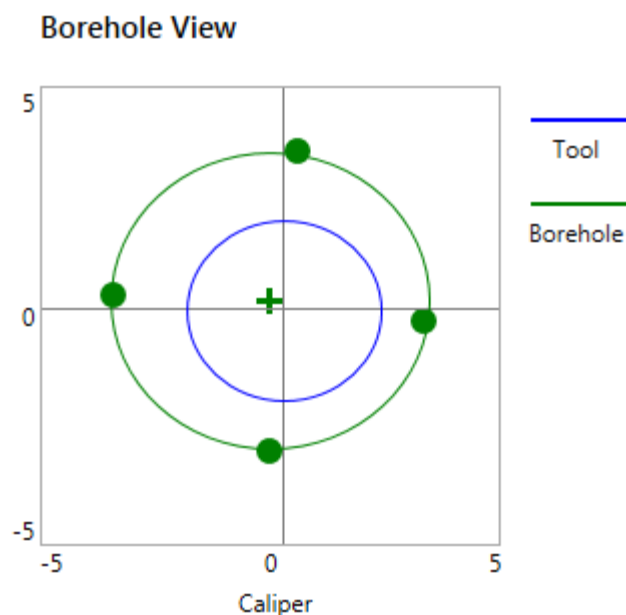


Рисунок 5.6 – Положення приладу в свердловині

Тому перед тим, як обробляти дані, потрібно визначити, на якій відстані від приладу дані вважатимуться валідними. За допомогою визначення відносного положення приладу у свердловині, та відсіканню невалідних даних на різних глибинах перед їх обробкою, ми можемо отримати більш точні відфільтровані результати.

Інші додатки для інструментів можуть включати в реальному часі оцінку зносу кожуха та стійкості свердловини, оцінку очистки отворів та визначення цільних плям або виступів у формації.

З додаванням динамічних спрямованих датчиків також можна обчислити геометрію свердловини (еліптичність). Еліптичні характеристики свердловини можуть бути використані для оцінки максимального горизонтального поля напруги для обчислень пласта.

Фізика приладу за виміром проста і заснована на методі імпульсного відлуння. Відстань від стінки свердловини може бути розрахована за такою формулою:

$$d = \frac{\vartheta_m t}{2} \quad (5.1)$$

де d – відстань від поверхні приладу до стінки свердловини,

ϑ_m - акустична швидкість бурового розчину,

t - різниця у часі між імпульсним випромінюванням та прильотом відлуння, або еквівалентно, різниця часу між спрацюванням передавача та виявленням ехо сигналу від стінки свердловини.

У рівнянні 1 припускається, що відставання включає внесок від ліній затримки, матеріалу перетворювача тощо. Усі ці фактори необхідно враховувати, коли обчислюється фактична відстань від поверхні приладу до стінки свердловини.

У ідеальному випадку, де прилад діаметра D_t сконцентрований у свердловині діаметром D_h , діаметр отвору можна оцінити за наступним рівнянням:

$$D_h = D_t + 2d \quad (5.2)$$

На жаль, прилади рідко знаходяться в центрі свердловини, а значення d змінюються з часом. Крім того, свердловина рідко буває справжнім колом. Таким чином, значення d

і D_h змінюватимуться залежно від орієнтації приймача і фактичного розміру свердловини.

Саме з цих причин необхідно використовувати декілька трансиверів, геометричні розрахунки та методи усереднення. Результуюча величина - це середній діаметр отвору, що представляє діаметр еквівалентного кола з приблизно такою ж площею, що і площа справжньої свердловини, яка розрахована внизу.

Індикація відносних розмірів приладу у свердловині, що може зустрічатися, показана на рисунку 5.7. Потенційна помилка в відстані, а також діаметр свердловини, можуть бути розрахована за допомогою стандартних математичних та статистичних засобів.

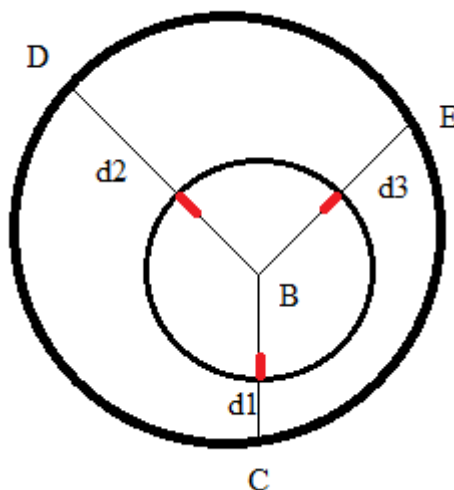


Рисунок 5.7 – Позиціонування приладу в свердловині

Коли час прибуття можна точно виміряти, домінуючий коефіцієнт помилки в розрахунку діаметру свердловини стає дробовою помилкою в акустичній швидкості бурового розчину. Добре відомо, що акустична швидкість бурового розчину змінюється з його типом, щільністю, солоністю, тиском, температурою та кількістю газу, розчиненого в ньому.

Визнаючи потенційно домінуючий ефект змін в акустичній швидкості бурового розчину, були проведені випробування для визначення та вимірювання акустичної швидкості бурового розчину в порівнянні з значними факторами, які впливають на неї.

Результатом є набір даних, а також набір напівемпіричних рівнянь, які дозволяють виконувати виправлення на вході. Поправки можуть бути застосовані в свердловині, або дані по свердловині можуть бути перероблені на поверхні.

Помилка може стати значущою, якщо еквівалент справжнього нульового перетину ехо сигналу буде пропущений або оцінений у неправильний час. Опубліковані методи відбору зразків для свердловинних акустичних каліперів залежать від маніпуляцій з аналоговим сигналом.

Діапазон частот для свердловинних ультразвукових перетворювачів, що використовуються в приладах, що обертаються, коливається від 250 кГц до 670 кГц. Коли ці вимірювання часу використовуються повністю чистими аналогами, імовірність помилки виявлення для першого прибуття значно зростає.

Помилка в часі також може стати ще одним значним помилковим фактором у розрахунку. Наприклад, було зазначено, що варіанти виявлення для першого прибуття складають близько 3 мс, виходячи з методів аналогового виявлення.

Це призводить до помилки розриву близько 0,23 см у воді. Для акустичного каліпера варіація виявлення першого прибуття, що використовує оцифрування сигналів, є маленькою як 0,1 мс. Це призводить до розбіжностей лише в 0,007 см у воді або в 30 разів менше, ніж аналогічні аналогові методи виявлення.

Можливість захоплення оцифрованих сигналів дає чітку перевагу цьому приладу. Технології обробки цифрових сигналів використовуються для підвищення можливості виявлення відлуння. Навіть при наявності значного ослаблення сигналу та перешкод відлуння можуть бути виявлені навіть у важкому бурового розчині, що призводить до 5-8-сантиметрового відставання.

Крім того, цифрова обробка сигналу може усунути ефекти близькості без необхідності акустичної лінії затримки, і вона може бути використана для розрахунку точного діаметру свердловини за наявності малих концентрацій газу та ін.

Існує дві помилки, пов'язані з будь-яким акустичним каліпером. Перша помилка - це помилка повторюваності або здатність приладу послідовно вимірювати одне і те ж значення. У лабораторному тестуванні середня похибка повторюваності становила 0,05 см або менше, протягом більшої частини робочого діапазону приладу.

У багатьох випадках помилка повторюваності цього приладу становила менше 0,01 см, коли прилад був центрований. Для порівняння, опубліковані похибки повторюваності з інших акустичних приладів коливаються від 0,1 до 0,5 см.

Друга помилка стосується точності вимірювання або здатності приладу вимірювати справжній діаметр кола. Для лабораторних випробувань кругових свердловин з відомими діаметрами середня похибка становила менше 0,25 см, що поширюється на більшу частину робочого діапазону приладу.

Засоби свердловинного зображення в даний час доступні у вигляді каротажу та вимірювання під час буріння та забезпечують зображення з стінки свердловини на основі фізичних властивостей. В даний час в нафтовій промисловості працює декілька типів приладів. Принскій категоризував прилади свердловинного зображення на три основні групи (тобто оптичні, акустичні та електричні), але інструменти зображень густини є новим приладом у нафтовій промисловості і можуть бути використані для інтерпретації свердловинних розламів. Прориви свердловини та спричинені розриви від розтягування можуть бути інтерпретовані в різних типах зображень. Наприклад, в акустичних зображеннях прориви свердловини (перш за все, зображення часу проходження) з'являються як пара зон подовження свердловини паралельно осі свердловини і відокремлюються приблизно на 180° , тоді як прориви виглядають як широкі, паралельні, часто погано розкриті провідні зони, розділені між собою 180° (рис. 5.8).

Буріння спричиняє розтягування розламів, які з'являються у вигляді пар вузьких провідних рис (на зображеннях опору) або низькоамплітудних рис (на акустичних зображеннях), які, як правило, паралельні вісі свердловини і розділені приблизно на 180° .

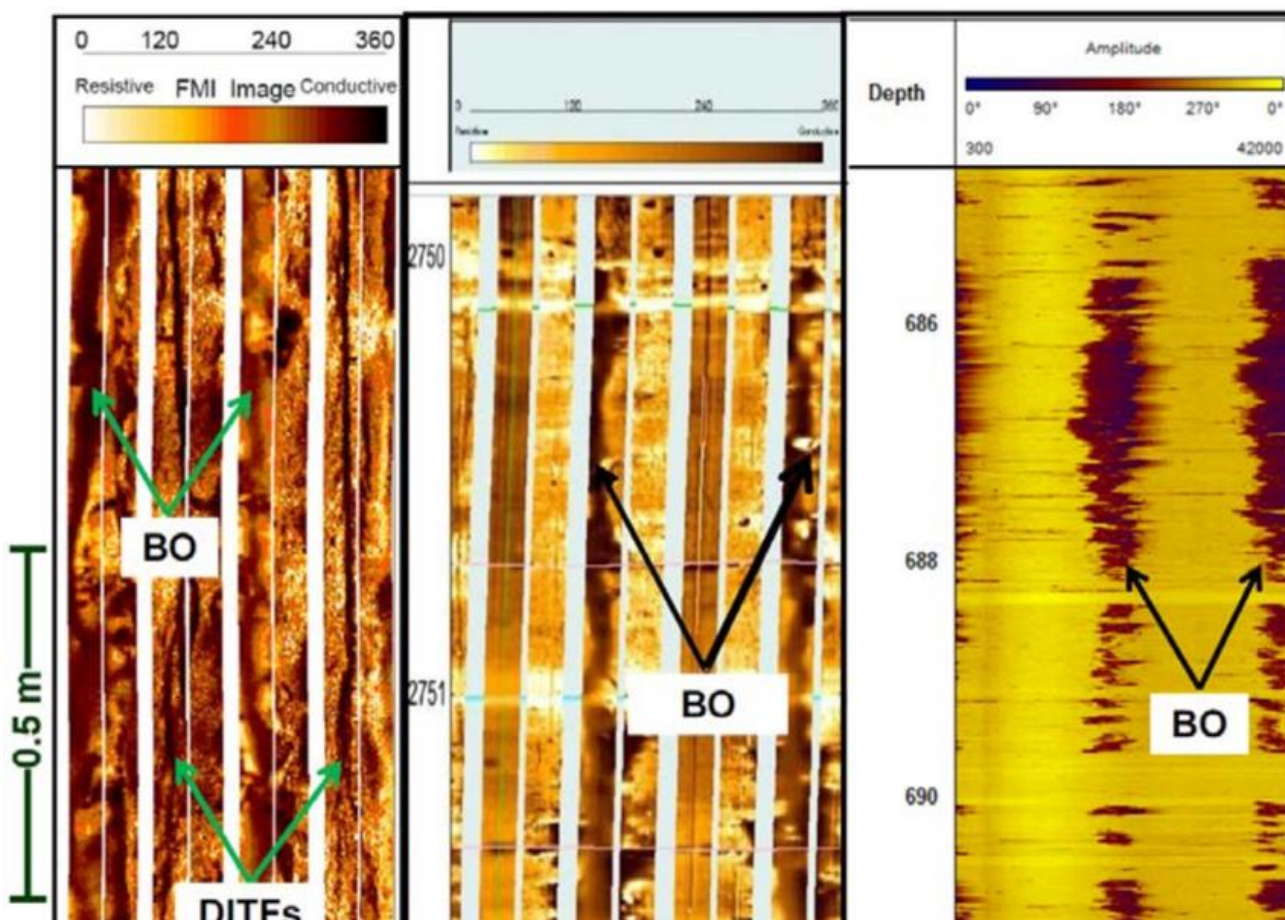


Рисунок 5.8 - Приклад вивалів свердловини (BO) та тріщини розтягування, спричинені бурінням (DIF), інтерпретовані в записах зображень [23]

Приймачі-передавачі використовують метод пульс-еха для випуску та отримання ультразвукових сигналів. Сигнали виробляються п'єзокерамічними дисками. Технологія упаковки трансивера дозволяє компенсацію тиску в свердловинах з тиском до 1240 бар.

Продуктивність приладу значною мірою залежить від повторюваності роботи трансивера. Багато трансиверних зразків страждають від великого дзвінка у випадках,

коли сигнал стрільби продовжується занадто довгий період часу. Це знижує динамічний діапазон приладу, тому що сигнали еха стовбура свердловини прибувають надто близько до часу пульсу, який маскується за допомогою пострілу перетворювача. Для трансіверів постріл триває менше, ніж час відлітання при контакті з свердловиною. Це дозволяє точно вимірювати протистояння навіть за надзвичайно швидких сигналів зворотного зв'язку.

Прилад має можливість зберігати сигнали. Хвильові форми різних стрільб для одного і того ж приймача можуть бути накладені під час пост-обробки. Приклад такого накладання з восьми форм сигналу показаний на рисунку 5.9.

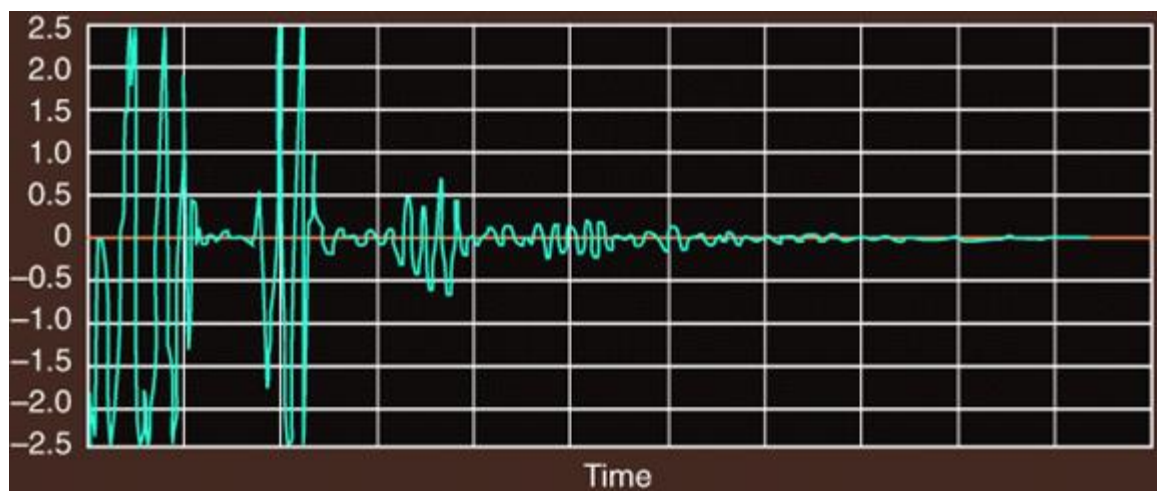


Рисунок 5.9 – Накладання восьми хвиль

Радіотрансляційна динамічна направляюча плата містить магнітометр і акселерометр, який використовується для обчислення еліптичності свердловини.

Динамічні спрямовані датчики, встановлені в приладі, не зможуть ідентифікувати фактичний напрямок свердловини, але можуть надати відносний напрямок основної осі еліптичної свердловини. У поєднанні з стандартними спрямованими пакетами можна обчислити фактичне напрямки осей еліпса.

На платі процесора розташовано процесор, пам'ять для зберігання даних та схеми зв'язку. При необхідності достатня кількість енергонезалежних запам'ятовуючих

пристроїв для збереження всіх виявлених часів прибуття пробігу для можливої переробки на поверхні.

Свердловинне програмне забезпечення може обчислювати розміри отворів у режимі реального часу; крім тиску, температури та корекції акустичної швидкості бурового розчину. Він також може аналізувати дані магнітометра або акселерометра, щоб допомогти у визначенні відносного напрямку осей в еліптичній свердловині.

На рисунку 5.10 показано теоретичний максимум, а також очікуваний робочий діапазон для 17 см приладу. Продуктивність приладу залежить від його загальної концентрації.

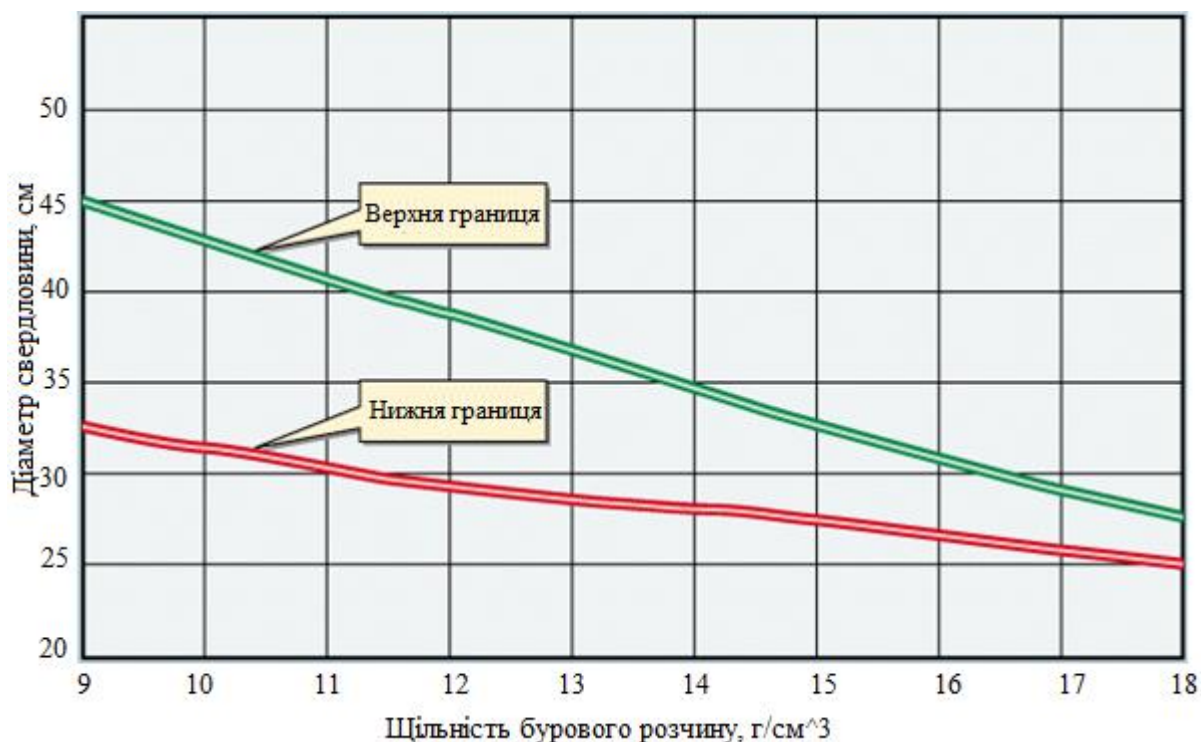


Рисунок 5.10 – Операційний діапазон для 17 см приладу

Однією з основних проблем, пов'язаних із використанням ультразвукових приладів, є їх поведінка за наявності газу. Цей прилад має перевагу цифрових сигналів і може виконувати цифрову обробку сигналів даних хвилі.

Щільність відходів може бути досить високою, щоб сигнал з стінки свердловини був розкиданий досить мало. Цифрова технологія фільтрації та посилення сигналу може використовуватися для виявлення сигналу свердловини, навіть за наявності значної кількості відходів. Усунення таких перешкод відбувається прямо, використовуючи цифрову обробку сигналів.

Наявність газу в буровому розчині впливає на продуктивність приладу багатьма способами, оскільки:

- газ може збільшити загасання сигналу в бурових розчинах;
- відносно великі газовані бульбашки можуть нагадувати відлуння;
- велика концентрація газу може значно знизити акустичну швидкість бурового розчину.

Для випадку посилення загасання застосовуються методи обробки сигналів для виявлення невеликого сигналу при наявності шуму. Такі методи недоступні при використанні засобів маніпулювання аналоговим сигналом.

Незважаючи на те, що приплив газу впливає на продуктивність каліпера, в більшості випадків величина сквазу тиску полегшить ці ефекти, особливо при менших концентраціях газу.

Навіть дуже маленькі концентрації газу можуть різко знизити акустичну швидкість. Наприклад, 1% від обсягу повітря в воді може зменшити акустичну швидкість на 95%. Подальші дослідження показали, що при підвищених тисках значно більша масова частка необхідна для того, щоб швидкість зменшувалася різко. Оскільки цей прилад буде використовуватися в свердловинному середовищі, очікується, що тиск усуне більшість цих ефектів.

6 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

6.1 Опис ідеї проекту

Таблиця 6.1 - Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Використання цифрового каліпера під час буріння та фільтрація сирих каротажних даних з урахування позиції приладу в свердловині	Каротаж під час буріння	Не треба чекати поки буріння завершиться, як при традиційному кабельному каротажі
	Процесинг даних	Можна отримати більш точні дані без хибних піків
	Отримання форми свердловини на певній глибині	Можна попередити руйнування свердловини
	Оцінка стану свердловини	Дозволяє приймати критичні рішення під час буріння

Таблиця 6.2 - Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ з/п	Техніко-економ. характеристики ідеї	Каротажні роботи				W	N	S
		Мій проект	УкрГеофизика	Дрилинг Технологиз	Смит Юкрейн			
1	Вартість	Висока	Висока	Висока	Висока	Висока		
2	Розміри	Великі	Невеликі	Великі	Невеликі	Великі розміри		
3	Матеріали	Якісні	Якісні	Якісні	Якісні			Термостійкість, точність вимірювань в умовах дії шумів
4	Швидкість передачі даних	Режим реального	1-3 дні	Режим реального	5-7 годин			Дані передаються в режимі реального часу

6.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Таблиця 6.3 - Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ з/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Фільтрація сирих каротажних даних.	Використання акустичного каліпера	Технологію необхідно доробити	Доступна
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: Використання акустичного каліпера з власною доробкою				

6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Таблиця 6.4 - Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

№ з/п	Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	3
2	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Стагнує
3	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	Відсутність обладнання, висока вартість обладнання
4	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	немає
5	Середня норма рентабельності в галузі (або по ринку), %	50

Таблиця 6.5 - Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

№ з/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
1	Каротажні роботи	Нафтогазовидобуваючі компанії	Технічні регламенти, ціновий фактор, особливості купівлі та експлуатації товару	- надійність - точність - зносостійкість - швидкодія - низька вартість

Таблиця 6.6 - Фактори загроз

№ з/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Висока ціна	Необхідне вимірювальне обладнання та відповідне програмне забезпечення, яке треба розробити.	Відмова, через недосатність коштів
2	Відсутність нових проектів	Компанія, що немає нових проектів для розробки або має проекти з майже виснаженими свердловинами не буде розвивати технології	Відмова, через відсутність проектів

Таблиця 6.7 - Фактори можливостей

№ з/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Відсутність на ринку подібних рішень	Можливість підвищити якість процесу видобутку та його об'єми	Угода, через зменшення часу каротажних робіт та підвищення їх якості.
2	Оптимізація аналізу та прийняття чітких рішень в критичних умовах	Оскільки можна працювати з більш точними даними, то рішення що потрібно приймати в реальному часі будуть більш точними та надійними	Угода, якщо компанія працює з нестабільними свердловинами та постійно треба приймати критичні рішення

Таблиця 6.7 - Ступеневий аналіз конкуренції на ринку

Особливості конкурентного середовища	В чому проявляється дана характеристика	Вплив на діяльність підприємства (можливі дії компанії, щоб бути конкурентоспроможною)
1. Вказати тип конкуренції	Олігополія	Реклама
2. За рівнем конкурентної боротьби	Національний	Зниження цін
3. За галузевою ознакою	Внутрішньогалузева	Впровадження в короткий термін
4. За характером конкурентних переваг	Цінова	-
5. За інтенсивністю	Не марочна	-

Таблиця 6.8 - Аналіз конкуренції в галузі за М. Портером

Складові аналізу	Прямі конкуренти в галузі	Потенційні конкуренти	Постачальники	Клієнти	Товари-замінники
	УкрГеофизика, Дрилінг Технолоджиз, Смит Юкрейн	Компанії, що нажають каротажні послуги	Компанії, що продають каротажні пристрої	Визначити фактори сили споживачів	Факторами загроз є більш дешеві ціни на каротажні пристрої. Відсутність потреби у заміні необхідних каротажних приладів.
Висновки:	Визначити інтенсивність конкурентної боротьби з боку прямих конкурентів	Потрібні позитивні рекламні відгуки з боку клієнтів	Компанія сама обирає стратегію поведінки на ринку, єдині хто впливають на бізнес – є продавці каротажних приладів.	Для заохочення таких компаній доведеться робити комерційні пропозиції з різноманітними бонусними програмами.	Відсутні

Таблиця 6.9 - Обґрунтування факторів конкурентоспроможності

№ з/п	Фактор конкурентоспроможності	Обґрунтування (наведення чинників, що роблять фактор для порівняння конкурентних проектів значущим)
1	Відсутність подібних технологій на ринку	Нові технології, які відповідають сучасним вимогам до надійності, якості та часу роботи
2	Швидкодія	Значно скорочує час на каротажні роботи, а отже і розробку свердловини в цілому

Таблиця 6.10 - Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін «назва проекту»

№ з/п	Фактор конкурентоспроможності	Бали 1-20	Рейтинг товарів-конкурентів у порівнянні з моїм проектом						
			3	2	1		1	2	3
1	Відсутність подібних технологій на ринку	15							
2	Швидкодія	18							

Таблиця 6.11 - SWOT- аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: точність, швидкодія, час	Слабкі сторони: Висока ціна, відсутність програмного забезпечення
Можливості: Вихід каротажних робіт на новий рівень, підвищення якості зі скороченням часу	Загрози: Відсутність попиту

Таблиця 6.12 - Альтернативи ринкового впровадження стартап-проекту

№ з/п	Альтернатива (орієнтовний комплекс заходів) поведінки	Ймовірність отримання ресурсів	Строки реалізації
1	Розробка нового приладу	15%	1 рік
2	Закупівля готового приладу	80%	1 місяць

6.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Таблиця 6.13 - Вибір цільових груп потенційних споживачів

№ з/п	Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів сприйняти продукт	Орієнтовний попит в межах цільової групи (сегменту)	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
1	Нафтогазо видобуваючі компанії	Готові, через розширення виробництва	30%	Низька	Висока простота
Які цільові групи обрано: Нафтогазові видобуваючі компанії					

Таблиця 6.14 - Визначення базової стратегії розвитку

№ з/п	Обрана альтернатива розвитку проекту	Стратегія охоплення ринку	Ключові конкурентоспроможні позиції відповідно до обраної альтернативи	Базова стратегія розвитку*
1	Закупівля готового приладу	Стратегія концентровано го маркетингу	Швидкість впровадження, надійність, підтвердженість результатів практичними даними	Стратегія спеціалізації

Таблиця 6.15 - Визначення базової стратегії конкурентної поведінки

№ з/п	Чи є проект «першопрохідцем» на ринку?	Чи буде компанія шукати нових споживачів, або забирати існуючих у конкурентів?	Чи буде компанія копіювати основні характеристики товару конкурента, і які?	Стратегія конкурентної поведінки*
1	Так	Компанія шукатиме як нових споживачів, так і забирати існуючих у конкурентів	Так, основні види каротажних робіт, проте використовуючи новітні технології	Стратегія диференціації

Таблиця 6.16 - Визначення стратегії позиціонування

№ з/п	Вимоги до товару цільової аудиторії	Базова стратегія розвитку	Ключові конкурентоспроможні позиції власного стартап-проекту	Вибір асоціацій, які мають сформулювати комплексну позицію власного проекту (три ключових)
1	Швидкість, надійність, точність, якість	Стратегія спеціалізації	Швидкість впровадження, надійність, підтвердженість результатів практичними даними	Точність, надійність, якість

6.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Таблиця 6.17 - Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

№ з/п	Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами (існуючі або такі, що потрібно створити)
1	Каротажні роботи	<ul style="list-style-type: none"> - надійність - точність - зносостійкість - швидкодія - низька вартість 	Отримання результатів високої якості

Таблиця 6.18 - Опис трьох рівнів моделі товару

Рівні товару	Сутність та складові		
I. Товар за задумом	Дозволяє отримати положення приладу у свердловині		
II. Товар у реальному виконанні	Властивості/характеристики	М/Нм	Вр/Тх /Тл/Е/Ор
	1. Швидкодія	М	Тх
	2. Надійність	М	Тх
	3. Точність	М	Тх
	4. Використання під час процесу буріння	М	Тл
III. Товар із підкріпленням	До продажу: прояв особистої уваги до покупця		
	Після продажу: пільги доставки, гарантійний ремонт		
За рахунок чого потенційний товар буде захищено від копіювання: за рахунок ліцензії на програмне забезпечення			

Таблиця 6.19 - Визначення меж встановлення ціни

№ з/п	Рівень цін на товари-замінники	Рівень цін на товари-аналоги	Рівень доходів цільової групи споживачів	Верхня та нижня межі встановлення ціни на товар/послугу
1	160 млн грн	200 млн грн	30 млрд грн	90 – 500 млн грн

Таблиця 6.20 - Формування системи збуту

№ з/п	Специфіка закупівельної поведінки цільових клієнтів	Функції збуту, які має виконувати постачальник товару	Глибина каналу збуту	Оптимальна система збуту
1	Розширення підприємства та оновлення технічних засобів	Закупка приладів, розробка/добробка програмного забезпечення	Три	Продавати кінечному клієнту. Працювати через свої представництва

Таблиця 6.21 - Концепція маркетингових комунікацій

№ з/п	Специфіка поведінки цільових клієнтів	Канали комунікацій, якими користуються цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонування	Завдання рекламного повідомлення	Концепція рекламного звернення
1	Клієнт обирає між старими та новими технологіями	Інтернет, телефон	Сегмент послуг каротажних вимірювань	Популяризація приладу серед потрібного сегменту	Інновації, що покращують результати каротажних вимірювань

6.6 Висновки

Завдяки пропонуємих перспективам можлива ринкова комерціалізація проекту, проте через незначний попит, невелику позитивну динаміку ринку та високу вартість – проект не доцільно імплементувати в Україні.

ВИСНОВКИ

В роботі було проведено огляд існуючих методів каротажу. Здебільшого увага була приділена сучасним методам акустичного каротажу, оскільки вони є найбільш поширеними та часто використовуваними.

Були визначені методи отримання каротажних даних. На основі цього з'ясовано, що традиційний кабельний каротаж не дозволяє вирішити частину проблем, наприклад, помилки в бурінні стовбура. Виявлено, що в Україні переважно проводиться кабельний каротаж, тому було визначено необхідність впровадження нової технології - вимірювань під час буріння.

Зазначено, що вимірювання під час буріння дозволить:

- 1) ефективно використовувати дорогий час бурової установки;
- 2) дасть можливість проводити обробку даних в реальному часі, завдяки чому інженери зможуть приймати негайні рішення щодо майбутньої свердловини та напрямку буріння;

В роботі була досліджена проблема нерівномірного діаметру свердловин, через яку важко зрозуміти як справді змінюється літологічний розріз, бо швидкості акустичних хвиль, що відбиваються від стінок приходять через різний інтервал часу на одній і тій же глибині.

Для реалізації визначених завдань застосовані загальнонаукові методи дослідження: методи порівняння, аналізу, спостереження, розрахунку, моделювання, методології проектування інформаційних систем та об'єктно-орієнтований підхід.

Запропоновано використання акустичних каліперів на основі даних з яких можна:

- 1) визначити діаметр та форму свердловини на різних глибинах;
- 2) визначити якісний показник стану свердловини;
- 3) обчислити обсяг цементу необхідний для закріплення;
- 4) визначити тип породи пласту в залежності від його щільності.

Розроблено алгоритм для удосконалення результатів процесингу великих обсягів каротажних даних, що полягає у попередній валідації даних в залежності від положення приладу у свердловині.

Розроблена програма для відображення ехо-піків на сигналах з акустичних приймачів та положення приладу в свердловині.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Dewan JT. Essentials of modern open-hole log interpretation / Dewan JT. – Tulsa, OK: PennWell Publishing, 1983.
2. Tittman J. Geophysical well logging / Tittman J. – Orlando, FL: Academic Press, 1986.
3. Feynman RP. Feynman lectures on physics / Feynman RP. – MA: Addison-Wesley, 1965.
4. Adamson AW. A textbook of physical chemistry / Adamson AW. – New York, San Francisco, London: Academic Press, 1979. – 291 c. – (Second international edition).
5. Lest AM. Introduction to physical chemistry / Lest AM. – Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1982. – 605 c.
6. Revil A. Constitutive equations for ionic transport in porous shales / Revil A., 2004.
7. Canady W. The Waveguide / Canady W., 2002.
8. Helbig K. Quantitative Borehole Acoustics Methods / Helbig K. – Houston, TX, U.S.A.: 2004. – 75 c.
9. Schlumberger C. Procédé et appareillage pour la reconnaissance de terrains traversés par un sondage / Schlumberger C., 1935. – 863 c.
10. White JE. Underground sound: application of seismic waves / White JE. – Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1983.
11. Wyllie MRJ. Some phenomena pertinent to velocity logging / Wyllie MRJ. – Colorado: Colorado School of Mines, 1974. – 629 c.
12. Timur A. Acoustic logging / Timur A. – Dallas, TX: SPE, 1987.
13. Wyllie MRJ. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media / Wyllie MRJ., 1958. – 459 c.
14. Sammonds PR. A laboratory investigation of acoustic emission and elastic wave velocity changes during rock failure under triaxial stresses / Sammonds PR. – Rotterdam, The Netherlands: Balkema, 1989.

- 15.Domenico SN. Rock lithology and porosity determination from shear and compressional wave velocity / Domenico SN., 1984. – 1188 с.
- 16.Pickett GR. Acoustic character logs and their applications in formation evaluation / Pickett GR., 1963. – 650 с.
- 17.Kitsunezaki C. A new method for shear-wave logging / Kitsunezaki C., 1980. – 1489 с.
- 18.Tittman J. Geophysical well logging / Tittman J. – Orlando, FL: Academic Press, 1986.
- 19.Chemali. The depth of investigation of compressional wave logging for the standard and the long spacing sonde / Chemali., 1984. – 13 с.
- 20.Timur A. Acoustic logging / Timur A. – Dallas, TX: SPE, 1987.
- 21.Goetz JF. An investigation into discrepancies between sonic log and seismic check shot velocities / Goetz JF., 1979. – 131 с.
- 22.Блажевич В. А. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений / В. А. Блажевич, Е. Н. Умрихина, В. Г. Уметбаев. – Москва: Недра, 1981. – 232 с.
- 23.Mojtaba R. The Present-day Stress Pattern in the Middle East and Northern Africa and Their Importance: The World Stress Map Database Contains the Lowest Wellbore Information in these Petroliferous Areas / Rajabi Mojtaba. – Adelaide: University of Adelaide, 2014.
- 24.Improved Formation Evaluation Using Azimuthal Porosity Data While Drilling / Best D., Evans M., Holenka J., Kurkoski P.. – Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1995. – (Annual Technical Conference and Exhibition).
- 25.Compressional Slowness Measurements While Drilling / Birchak R., Linyaev E., Mackie B., Malloy R.. – Paris: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1995.
- 26.Norve K.H. Field Experience Using the Full Suite MWD-Combination for Reservoir Logging and Evaluation / Norve K.H., Saether H.. – Denver: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1989.

27. Standoff and Caliper Measurements While Drilling Using a New Formation Evaluation Tool With Three Ultrasonic Transducers / Moake G.L., Birchak J.R., Matthews R.G., Schultz W.E.. – Houston: Society of Petroleum Engineers, 1993.
28. New Ultrasonic Caliper for MWD Operations / Orban J.J., Dennison M.S., Jorion B.M., Mayes J.C.. – Amsterdam: Society of Petroleum Engineers, 1991.
29. The Effect of Wellbore Conditions on Wireline and MWD (Measurement While Drilling) Neutron Density Logs / Allen D.F., Best D.D., Evans M., Holenka J. – New Orleans: Society of Petroleum Engineers, 1990.
30. Yongchao Y. Acoustic Emission and Echo Signal Compensation Techniques Applied to an Ultrasonic Logging-While-Drilling Caliper / Yao Yongchao. – Beijing, China: State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, 2017.

Додаток А

Аналіз методів частотного домену

Технічні науки / Технические науки / Technical Sciences

Пилипак Д.В.

студент ФІОТ, група ІА – 61м

Київський національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

м. Київ, Україна

АНАЛІЗ ЧАСТОТНИХ МЕТОДІВ ОБРОБКИ ЗАРЕЄСТРОВАНІХ АКУСТИЧНИХ ДАНИХ
У НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Вступ. Сучасні прилади для реєстрації акустики містять масив приймачів для запису даних кутових сигналів. Методи обробки масиву можуть бути використані для обчислення швидкості та загасання різних акустичних хвиль, коли швидкість змінюється в залежності від частоти. Характеристики дисперсії швидкості відіграють важливу роль при акустичному коротажі. Наприклад, шляхом проведення дисперсійного аналізу на масиві дипольних акустичних хвиль можна порівняти фактичну криву дисперсії з теоретичною кривою. Таке порівняння необхідне для оцінки конструкції та ефективності дипольного приладу. Дисперсія дипольної гнучкої хвилі також використовується для діагностики зміни форми та стрес-індукції азимутальної анізотропії. Розсіювання хвиль Стоунлі використовується для аналізу проникності пласту. Методи частотного домену застосовуються для оцінки спектра дисперсної швидкості керованих хвиль.

Буде описано два методи: метод Проні та метод спектрально зваженої подібності. Незважаючи на те, що останній метод, як правило, кращий, ніж метод Проні, теоретичні основи методу Проні, лінійної теорії прогнозування, є основою для розробки методу інверсії хвиль в часовій області. Метод інверсії хвилі перевершує метод подібності при отриманні сповільнення з високою роздільною здатністю, використовуючи короткі масиви.

Метод Проні. Припустимо, що масив спектральних акустичних даних, отриманий шляхом застосування перетворення Фур'є на акустичних записах, складається з ряду хвильових мод, як вказано

$$\tilde{X}_n(\omega) = \sum_{k=1}^p h_k z_k^{n-1}, (n = 1, 2, \dots, N), (1)$$

де ω - кутова частота, $z_k = e^{-i\omega s_k d}$ - комплексна експонента, $s(\omega)$ - спектр сповільнення, $h_k(\omega)$ - амплітуда k -ї хвильової моди.

Сума хвильових мод - p . Акустичний масив складається з N приймачів з інтервалом між приймачами d . Тепер проблема викладається як: для кожної заданої частоти треба знайти значення сповільнення для хвильових мод, щоб мінімізувати наступну помилку найменших квадратів:

$$p = \sum_{n=1}^N (X_n(\omega) - \tilde{X}(\omega; s_1, s_2, \dots, s_p))^2.$$

Вищезазначена нелінійна проблема мінімізації, особливо важка коли кожна частота повинна бути оцінена.

Проні визнає, що p експоненти $z_k (k = 1, \dots, p)$ є коренями характеристичного поліноміального рівняння:

$$\prod_{k=1}^p (z - z_k) = \sum_{m=0}^p a_m z^{p-m} = a_0 z^p + a_1 z^{p-1} + \dots + a_m z^0 = 0, (2)$$

де $a_0 = 1$. Помноживши обидві сторони (1) на a_m , зміщуючи індекс n на $-m$ і підсумовуючи навколо m від 0 до p , то, використовуючи рівняння (2), можна легко показати, що

$$\sum_{m=0}^p a_m X_{n-m}(\omega) = 0,$$

або

$$\tilde{X}_n(\omega) = -\sum_{m=1}^p a_m X_{n-m}(\omega); (p+1) \leq n \leq N, (3)$$

де позначка \sim використовується для позначення прогнозованих хвильових даних приймача. Рівняння ґрунтується на теорії лінійного прогнозування даних масиву, яке передбачає дані n , що використовують лінійні комбінації даних з інших приймачів. Фактичний алгоритм на основі методу Проні складається з трьох кроків [1].

Спочатку коефіцієнти a обчислюються за допомогою рівняння (3), використовуючи масив спектральних даних в рівнянні (3). Далі, розраховані коефіцієнти підставляються в рівняння (2), щоб знайти корені $z_k (k = 1, \dots, p)$, що дають значення сповільнення. В кінці, з відомими значеннями сповільнення, комплексна амплітуда h_k для кожної моди обчислюється за методом найменших квадратів в рівнянні (1). Амплітуда хвильової моди вказує на її важливість.

Метод зваженої спектральної подібності. Метод Проні, описаний вище, має два недоліки. Перший полягає в тому, що він часто генерує хибні оцінки (моди, що мають практично нульову амплітуду).

Другий полягає в тому, що метод обробляє кожну частоту незалежно для масиву акустичних даних з кількох приймачів, тобто використовує лише кілька зразків у процесі обробки. Ці недоліки роблять метод нестійким та неточним у присутності шуму. Щоб подолати недоліки, був розроблений новий метод, що зважає функцію когерентності в масиві спектральних даних. Цей метод обробляє частоту шляхом зважування даних по сусіднім частотним точкам, значно збільшуючи кількість точок даних у обробці. Метод шукає пікові значення функції зваженої подібності за діапазоном значень сповільнення, щоб знайти фактичну кількість хвильових мод, усунувши невірні оцінки. Новий метод, як правило, краще, ніж метод Проні.

Спектральна подібність або функція когерентності визначається як

$$\rho(\omega, s) = \frac{|\sum_{n=1}^N x_n^*(\omega) z^{n-1}|}{\sqrt{N \sum_{n=1}^N x_n^*(\omega) x_n(\omega)}}, \quad (4)$$

де $z = h_k(\omega)e^{-i\omega s d}$ та $*$ означає прийом комплексного спряженого. Припустимо, що спектральні дані відповідають акустичній моді з помітним сповільненням. Хвильова мода проходить через кожний приймач в масиві як:

$$X_n(\omega) = h_k z_k^{n-1} = h_k(\omega) e^{-i\omega s_k(n-1)d}.$$

Ми бачимо, що якщо змінна сповільнення s досягає значення s_k , то фаза $X_n^*(\omega) z^{n-1}$ у рівнянні (4) не враховується, а значення подібності максимізується (значення дорівнює 1, якщо дані є безшумними). Рівняння по суті є когерентністю складання даних масиву в частотній області.

Щоб подолати проблему пробної вибірки у методі Проні, застосовується схема спектрального зважування, яка дозволяє враховувати інформацію про дані та зменшити шум. Для цього спектральні дані спочатку повторно обробляють для отримання більш щільних точок даних. Це може бути зроблено шляхом додавання нулів до часового домену, перш ніж застосовувати перетворення Фур'є. Частота в більш щільно відібраних даних розрізняється за допомогою ω_l . Зважена функція видимості визначається як

$$F(\omega_l, s) = \sum_{l=-l}^{l+m} W(\omega_l, \omega_m) \rho(\omega_m, s) \quad (5)$$

де $W(\omega_l, \omega_m)$ - вагова функція. Функція Гауса використовується для отримання максимальної ваги для частоти, яку слід оцінювати як:

$$W(\omega_l, \omega_m) = e^{-\frac{(\omega_m - \omega_l)^2}{2\sigma^2}}$$

Ця нова функція в рівнянні - це функція подібності в рівнянні (4), зважена сусідніми частотними точками. Ця схема зважування з сусідніми даними значно збільшує кількість зразків даних, що використовуються при обробці, таким чином, зменшуючи шумові ефекти в даних і підвищуючи надійність та точність обробки. Кількість сусідніх точок, що підлягають зважуванню, контролюється σ , що вказує на ширину функції Гауса (рис. 1).

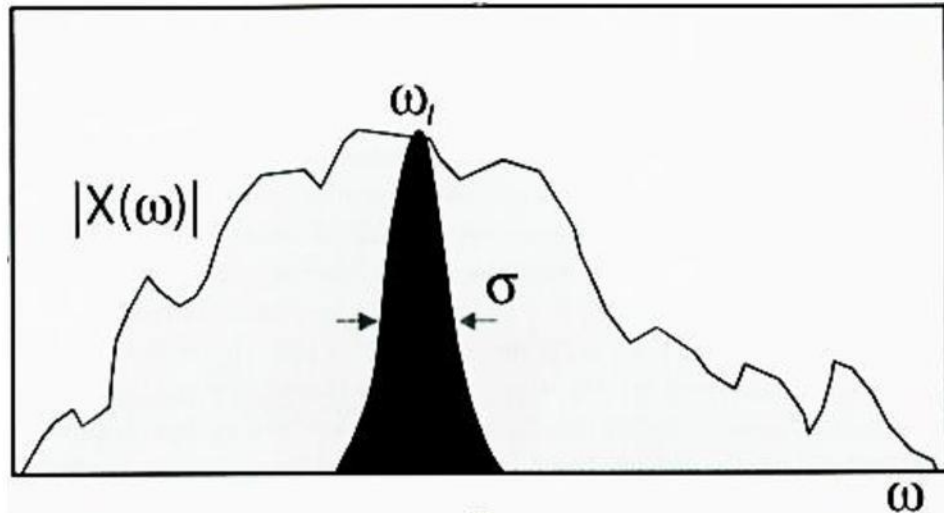


Рисунок 1 – Зважування спектральної подібності для даних $X(\omega)$ з застосування функції Гауса з центром на l -ій частоті ω_l . Ширину функції зважування контролюється σ .

Наприклад, якщо хтось хоче використовувати чотири сусідніх точки даних у зваженні, можна вказати значення σ як $4\Delta\omega$, де $\Delta\omega$ - інкремент дискретизованих даних.

Алгоритм виконання аналізу з використанням рівняння (5) виглядає таким чином:

1. Перетворення акустичних масивів часових серій для отримання спектральних даних $X_n(\omega)$, ($n = 1, 2, \dots, N$). Перед перетворенням Фур'є, додайте нулі в серії, щоб отримати бажану дискретизацію. Наприклад, коефіцієнт дискретизації 4 рекомендується використовувати для 512 зразків, дискретизованих за 10 мс.

2. Вкажіть бажаний діапазон сповільнення $s_{min} \leq s \leq s_{max}$. Для заданого s обчислити $\rho(\omega, s)$, а потім визначити вагу у заданому інтервалі частот навколо ω за допомогою рівняння (5). Для зазначеного діапазону сповільнення, знайдіть значення сповільнення s_k ($k \geq 1$), щоб максимізувати функцію зваженої спектральної подібності в рівнянні.

3. Отримати $s_k(\omega)$ для всіх значень ω у бажаному частотному діапазоні. Це дасть криву дисперсії сповільнення як функцію частоти [2].

Висновок. Регулярна обробка зареєстрованих акустичних даних вимагає швидких та ефективних методів оцінки швидкостей формування пружних хвиль. Методи частотних доменів, описані вище, були, головним чином, діагностичними інструментами, оскільки вони потребують часу та зусиль.

Література:

1. Wiley Online Library [Електронний ресурс] // Prony methods for recovery of structured functions – Режим доступу до ресурсу: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/>.

2. Joint processing of forward and backward extended Prony and Weighted spectral semblance methods for robust extraction of velocity dispersion data [Електронний ресурс] // The University of Texas at Austin – Режим доступу до ресурсу: <https://faculty.engr.utexas.edu/sites/default/files/>.

Ткаленко О.М.

к.т.н., доцент кафедри Інформаційних систем та технологій,

Чижевська М.А.

студентка 4 курсу групи ІМД-41 факультету Інформаційних технологій,

Шпегель М.А.

студентка 4 курсу групи ІМД-42 факультету Інформаційних технологій

Державний університет телекомунікацій

м.Київ, Україна

ОСНОВНІ ТЕНДЕНЦІЇ СУМІСНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ІoT, VR ТА AR

Останнім часом великого розвитку набули такі технології як Інтернет Речей (ІoT), Віртуальна Реальність (VR) та Доповнена Реальність (AR). Доповнена реальність, віртуальна реальність та Інтернет речей ... ми всі чули про тренди останніх років, але які вони є та яку вони можуть принести користь? І де перепливають VR, AR та ІoT? Термін «Інтернет речей» («Internet of Things», ІoT) [1] представляє цілу концепцію комунікаційної мережі об'єктів («речей»), які мають технології для взаємодії між собою та з оточуючим середовищем. Крім того, вони покликані виконувати певні дії без втручання людини. Тобто усі пристрої в домі, в авто та інших середовищах, самі обробляють інформацію, обмінюються нею та здатні виконувати різні дії в залежності від цієї інформації. Доповнена реальність – це середовище з прямим або непрямым доповненням фізичного світу цифровими даними [2]. Цей процес відбувається у режимі реального часу, а провідниками служать цифрові пристрої – планшети, смартфони, «розумні» окуляри або аксесуари зі спеціальним програмним забезпеченням. Віртуальна реальність – це тривимірний комп'ютерний простір, який може досліджувати користувач. З предметами можна взаємодіяти, на реальність – впливати зсередини симуляції.

Незважаючи на те, що розробка програмного забезпечення ІoT/(VR/AR) вимагає великих матеріальних ресурсів та добре продуманого плану подальшої реалізації, у майбутньому очікується їх шалений розвиток. Промислові датчики, виробничі машини, підключені до Інтернету, пристрої аналізу в магазині, пристрої контролю робочого простору вже знаходяться в експлуатації.

Додаток Б

Аналіз методів часового домену

м. Чернігів, 18 травня 2018 рік | 93

СЕКЦІЯ 19.
ГЕОЛОГІЧНІ НАУКИАНАЛІЗ МЕТОДІВ ЧАСОВОГО ДОМЕНУ ДЛЯ ОБРОБКИ
АКУСТИЧНИХ КАРОТАЖНИХ ДАНИХ

Пишняк Дарина Володимирівна

*Київський національний технічний університет України «Київський
політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Україна*

Вступ. Регулярна обробка зареєстрованих акустичних даних вимагає швидких та ефективних методів оцінки швидкостей формування пружних хвиль. Методи частотних доменів були, головним чином, діагностичними інструментами, оскільки вони потребують часу та зусиль. Методи часового домену, описані нижче, широко використовуються для звичайної обробки. Існує два типи таких методів: складання когерентності сигналів з використанням подібності або розрахунку n -го кореня, а також узгодження або інверсії сигналів на основі теорії лінійного прогнозування.

Методи укладання когерентності хвиль. Методи укладання когерентності форми хвилі проходять двовимірну сітку (час і сповільнення) і визначають відповідний час приходу хвилі і значення сповільнення, які максимізують узгодженість укладених даних. Когерентність стосується віконної порції даних сигналу. Для методу подібності когерентність визначається як

$$\rho(s, T) = \frac{\int_T^{(T+T_w)} |\sum_{m=1}^N X_m(t + s(m-1)d)|^2 dt}{N \int_T^{(T+T_w)} \sum_{m=1}^N |X_m(t + s(m-1)d)|^2 dt} \quad (1)$$

де $X_m(t)$ являє собою акустичний часовий сигнал на m -му приймачі в масиві N приймачів, з відстанню між приймачами d . Вищезазначена функція подібності складається зі знаменника та чисельника. У чисельнику зворотне поширення або просунення кожної хвилі, $X_m(t)$, ($1 < m \leq N$), до першого положення приймача, застосовуючи часовий зсув $s(m-1)d$. Далі ми підсумовуємо значення N даних для відповідних сигналів з приймача (перший приймач плюс $N-1$ зсунутих за часом сигналів). Потім ми беремо абсолютну величину результату і квадратуємо її, а потім інтегруємо за часовим вікном $[T, T_w]$. Змінна часу T є центром часового вікна довжиною T_w . Часове вікно крокує через сигнал на певний приріст часу (на практиці, T_w , як правило, включає в себе два або три цикли хвилі, а приріст кроку становить половину від T_w). У знаменнику частина зворотного розповсюдження така сама, за винятком того, що тепер ми приймаємо абсолютне значення кожного зразка сигналу і квадратуємо його, перед тим як підсумувати його по масиву.

Контент розповсюджується відповідно до ліцензії Creative Commons «Attribution»
Копіювання та розповсюдження матеріалів випуску без зазначення авторства та первинної публікації в даному збірнику заборонено!

Розраховуючи двовимірну функцію подібності, рухаючи часове вікно T_w через частину або весь часовий проміжок хвилі, ми визначаємо деякі значення T та s , які максимізують функцію когерентності. Як показано на рисунку 1, в кожному положенні вікна його нахил по масиву, тобто сповільнення s , змінюється, і значення подібності обчислюється через заданий діапазон сповільнення. Повторюючи розрахунок для всіх позицій вікон уздовж осі часу, ми отримуємо поверхню подібності на 2D сітці час-сповільнення, яка називається "коррелограмою". Ця коррелограма показана як контур на рисунку 1.

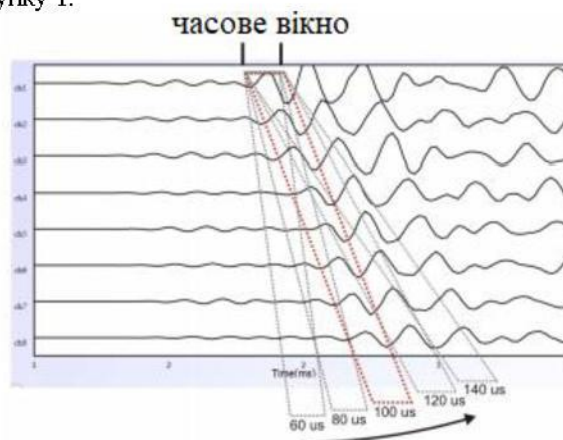


Рис. 1. Ілюстрація кореляційного процесу

Пікові значення подібності позначають час прибуття та сповільнення акустичних хвиль, що містяться в даних масиву (рис. 2). Таким чином, шляхом розміщення пікових значень рівняння ми можемо отримати значення сповільнення пласту з даних масиву. За допомогою сучасних обчислювальних потужностей, рівняння може бути реалізоване для швидкої та ефективної обробки акустичних даних масиву та отримання неперервних профілів сповільнення.

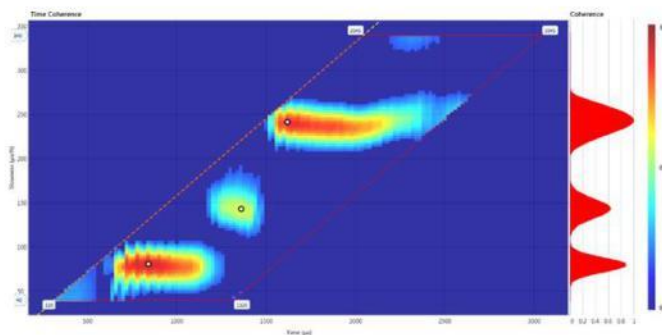


Рис.2. Результат кореляційного процесу

Контент розповсюджується відповідно до ліцензії Creative Commons «Attribution»
Копіювання та розповсюдження матеріалів випуску без зазначення авторства та первинної публікації в даному збірнику заборонено!

Рисунок Б.2 – Тези конференції

Іншою мірою когерентності масиву є метод n -го кореня. N -коренева когерентна функція визначається як

$$\rho(s, T) = \frac{\int_T^{(T+T_w)} \left| \sum_{m=1}^N |X_m(t + s(m-1)d)|^{1/n} \operatorname{sgn}\{[t + s(m-1)s]\} \right|^n dt}{\int_T^{(T+T_w)} \left| \sum_{m=1}^N |X_m[t + s(m-1)d]|^{1/n} \right|^n dt} \quad (2)$$

де sgn позначає функцію знака в розрахунку n -го кореня, амплітуди хвилі спочатку масштабуються за показником $1/n$, а потім складаються так само, як у методі подібності. Результат потім приводиться до степеня n . Решта кроків є такими ж, як і в методі подібності.

Математично, подібність має пряму інтерпретацію як потужність хвильових даних, тоді як n -те укладання коренів в основному є математичною маніпуляцією. Обидва методи поділяють однакові властивості $0 \leq \rho \leq 1$. Метод подібності значно швидший за метод n -го кореня, тому що останній потребує n -ий корінь та оцінки потужності. Перевагою останнього методу є підвищення значення показника n . Метод n -го кореня може підвищити якість функції когерентності. Це пов'язано з прив'язкою до n -го кореня сигналу. Подальша кореляція високоамплітудних частин модифікованих даних загострює піки функції когерентності, тим самим підвищуючи роздільну здатність оцінки сповільнення. Значення $n = 4$ зазвичай використовується при обробці даних.

Контроль якості для обробки масивів хвильових даних. Після отримання сповільнення з масиву даних важливо забезпечити показники контролю якості для забезпечення якості оброблених результатів. Один із показників полягає в тому, щоб перевірити накладені значення сповільнення (максимальну кількість функцій когерентності). Помилки при зборі сповільнення або маркуванні часто зустрічаються в зонах низької якості даних або різких змін сповільнення. Збирання може також збитись з бажаної хвильової моди в інші. Отже, потрібний індикатор якості збору. Для кожного значення s сповільнення максимальне значення функції за всіма значеннями T зберігається, що дає функцію когерентності 1D, яка називається «комбінованою корелограмою», що є функцією сповільнення. Потім корелограма накладається на значення сповільнення для оброблюваного діапазону глибини. Відхилення відібраних значень від корелограми свідчить про помилкове підбирання та необхідність корекції.

Іншим ефективним та надійним показником є перевірка накладення часу прибуття, отриманого від сповільнення, на сигнал. Крива часу прибуття від глибини обчислюється за допомогою

$$TT(z_w) = TT_f + \int_{\text{джерело}}^{\text{приймач}} s(z) dz \quad (3)$$

де сповільнення s інтегрується по відстані від джерела до приймача, що є основним внеском у загальну тривалість руху хвилі TT . Інший (малий)

Контент розповсюджується відповідно до ліцензії Creative Commons «Attribution»
Копіювання та розповсюдження матеріалів випуску без зазначення авторства та первинної публікації в даному збірнику заборонено!

внесок TT_f - час проходження акустичної хвилі в свердловинній рідині, що приблизно дорівнює проміжку рідкого середовища помноженому на різницю між розміром свердловини та діаметром інструменту. TT -крива присвоюється глибині z_w , на якій проводиться збір сигналу. Для акустичного інструменту точку отримання можна визначити як розташування джерела, приймача або центру між джерелом та приймачем тощо. Положення цієї точки уздовж свердловини визначається як z_w . TT - крива може відображатися з сигналом одного приймача відносно глибини z_w . Якщо TT -крива співпадає з появою хвилі, яка використовується для генерації сповільнення, це означає, що профіль сповільнення є коректним. І навпаки, якщо крива спостерігається далеко від події хвилі, то профіль сповільнення на відповідній глибині є або неточним, або недійсним.

Метод інверсії хвилі. З аналізу частотного домену, теорія лінійного прогнозування стверджує, що дані будь-якого приймача в масиві можуть бути виражені або передбачені, використовуючи лінійну комбінацію даних інших приймачів. Хоча метод Проні ґрунтується на цій теорії, метод стає нестійким у присутності шуму, оскільки він використовує лише кілька просторових зразків. Однак, якщо застосувати теорію прогнозування до часової області, ми можемо значно збільшити розмір даних та підвищити точність та надійність обробки, оскільки це підвищить надмірність інформації та зменшить шумовий ефект у даних.

Спочатку представимо модифікацію теорії прогнозування, яка подвоює надмірність даних навіть у частотній області. Хвильову моду, що поширюється від першого до останнього приймача в масиві, ми можемо розглянути як хвилю, що поширюється в зворотному напрямку від останнього до першого приймача. Математично це означає, що комплексна експонента для поширення хвилі може бути записана як $z = e^{(\pm i\omega s d)}$, де $+$ ($-$) позначає пряме (зворотне) поширення. Теорія прогнозування, яка передбачає пряме та зворотне поширення, стає

$$\tilde{X}_n(\omega) = - \sum_{m=1}^p a_m X_{n \pm m}(\omega), (1 \leq n \leq N; 1 \leq n \pm m \leq N) \quad (4)$$

Висновки. Методи часового домену можуть бути легко розпаралелені, розподіляючи записи на плоскі хвилі та підсумовуючи результати. Реалізації ж частотного домену використовуються для великої кількості записів з використанням великої розрідженої матриці. Такий підхід дуже важко розпаралелити на архітектурах розподіленої пам'яті. Тому зазвичай для процесингу даних використовують методи часового домену.

Список використаних джерел:

1. Automated seismic event location by waveform coherence analysis [Електронний ресурс] // GFZpublic – Режим доступу до ресурсу: <http://gfzpublic.gfz.potsdam.de/pubman/item/escidoc:1041895:7/component/>.